

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев  
подпись

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти.

**СПОСОБ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ В УСЛОВИЯХ  
УДАЛЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ НА ПРИМЕРЕ  
ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Руководитель \_\_\_\_\_ доцент, к.т.н М.Т.Нухаев  
подпись, дата

Выпускник \_\_\_\_\_ С.Н.Аленькин  
подпись, дата

Консультанты:

Безопасность и экологичность \_\_\_\_\_ Е.В.Мусияченко  
подпись, дата

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ С.В. Коржова  
подпись, дата

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Булчаев Н.Д.  
подпись  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Аленькину Сергею Николаевичу

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти.

Тема выпускной квалификационной работы: «Способ проведения пробной эксплуатации в условиях удаленных месторождений Восточной Сибири на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения»

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР М.Т. Нухаев, доцент, к.т.н

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Юрубчено-Тохомскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

- 1.Геология месторождения;
- 2.Характеристика текущего состояния разработки;
- 3.Новые технологии опытно-промышленной эксплуатации;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_

подпись

М.Т. Нухаев

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_

подпись

С.Н. Аленькин

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Способ проведения пробной эксплуатации в условиях удаленных месторождений Восточной Сибири на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения» содержит 65 страниц текстового документа, 14 рисунков, 18 таблиц, 25 использованных источников.

ПРОБНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, МОБИЛЬНЫЙ ДОБЫЧНОЙ КОМПЛЕКС, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, СИСТЕМА ПОСТОЯННОГО МОНИТОРИНГА, ЗАБОЙНЫЙ МАНОМЕТР.

Объектом исследования являются новые технологии проведения пробной эксплуатации в условиях удаленных месторождений Восточной Сибири.

Целью работы является модернизация технологии проведения пробной эксплуатации в условиях удаленных месторождений для получения дополнительной информации для планирования дальнейшего проекта разработки.

В дипломной работе предлагается использование технологии пробной эксплуатации на основе блочно-модульных добычных комплексов, использование систем постоянного мониторинга на базе оптоволокну и постоянных манометров для повышения качества проведения ГДИС.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Геология месторождения .....	6
1.1 Общие сведения о месторождении .....	7
1.2 Стратиграфия.....	8
1.3 Тектоника.....	10
1.4 Нефтегазоносность .....	12
1.5 Коллекторские свойства пластов .....	16
1.6 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов .....	18
1.7 Физико-химические свойства нефти и газа.....	19
2 Технологическая часть .....	24
2.1 Текущее состояние разработки месторождения.....	24
2.2 Рекомендуемая технология воздействия на пласт.....	26
3 Новые технологии для пробной эксплуатации.....	30
3.1 Пробная эксплуатация.....	32
3.2 Пробная эксплуатация на основе блочных мобильных добычных комплексов.....	36
3.3 Использование забойных манометров для проведения гидродинамических исследований .....	41
3.4 Оценка эксплуатационных рисков с помощью оптоволоконных систем измерения температуры.....	48
4 Безопасность и экологичность.....	51
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	52
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	54

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования.....	55
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	56
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	58
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	60
4.7 Экологичность проекта .....	61
Заключение.....	63
Список сокращений .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Список использованных источников .....	65

## **ВВЕДЕНИЕ**

Начиная с 80-х годов прошлого века специалисты-нефтяники стали отмечать ухудшение структуры запасов углеводородов. Затем это было отражено в официальной статистике, которая говорит, что с 1994 года объемы годовых приростов запасов не компенсируют объемы добычи нефти, а на эксплуатируемых месторождениях сосредоточено 75,8% запасов. В Западной Сибири выработано около 45% начальных запасов открытых месторождений. В 2000-х годах освоение новых месторождений в России сместилось в Восточную Сибирь.

После этапа поисково-разведочного бурения, нефтяные компании часто проводят пробную и опытно-промышленную эксплуатацию в целях получения дополнительных данных про структуру запасов, уточнения фильтрационно-емкостные свойства пласта, а также для оценки эксплуатационных рисков.

Характерной особенностью нефтяных и газовых месторождений Восточной Сибири является удаленность и труднодоступность, что затрудняет проведение опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ).

Дипломная работа посвящена модернизации технологии проведения пробной и/или опытно-промышленной эксплуатации в условиях удаленных месторождений Восточной Сибири для получения дополнительной информации и планирования дальнейшего проекта разработки на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения.

## 1 Геология месторождения

### 1.1 Общие сведения о месторождении

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Эвенкийского муниципального района (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию. Оно состоит из трех лицензионных участков: Юрубченского, Куюмбинского, Терско-Камовского и является частью Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ), включающей в себя также поисковые площади, на которых месторождения еще не выявлены. [13, 15]

Юрубченский блок (лицензионный участок) представляет собой западную часть Юрубчено-Тохомской зоны и находится в юго-западной части Средне-Сибирского плоскогорья – между реками Ангара и Подкаменная Тунгуска, административно в пределах Байkitского района Эвенкийского муниципального района Российской Федерации (Красноярский Край).

Юрубченский блок имеет следующие географические границы (координаты угловых точек), которые представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Географические границы ЮТМ

Угловая точка	Координаты угловой точки
1	60° 42' СШ*, 95 30' ВД**
2	60° 42' СШ, 97° 21' ВД
3	59° 58' СШ, 97° 21' ВД
4	60° 6' СШ, 95° 30' ВД
*– Северная Широта (СШ).	
** – Восточная долгота (ВД).	

ЮТМ расположено в 145 км южнее поселка Байkit. Ближайшими населенными пунктами в районе являются поселки Байkit и Куюмба.

Основной транспортной артерией является река Подкаменная Тунгуска, навигация на которой возможна с конца мая до середины июня для малотоннажных судов с осадкой до 1,5 м. Расстояние водным путем от Красноярска до поселка Байkit составляет 1423 км, до поселка Куюмба – 1551 км.



Доставка грузов в зимнее время с декабря по апрель осуществляется по зимним автотракторным дорогам, а также от поселка Богучаны, расположенном в 300 км к югу от месторождения (куда грузы могут доставляться: летом водным транспортом, по р. Ангаре, круглогодично – по железной дороге, до станции Карабула, в остальное время – вертолетами). Аэродром в Байките позволяет принимать самолеты Як-40, Ан-24, зимой – Ил-76.

На Рисунке 1.1 проиллюстрировано географическое расположение ЮТМ.



Рисунок 1.1 – Географическое положение Юрубчено-Тохомского месторождения

Промышленная нефтегазоносность Юрубчено-Тохомского месторождения связана с рифейским коллектором, в карбонатных породах которого развиты коллекторы каверно-трещинного типа. Глубина залегания составляет 2072 м, нефтенасыщенная мощность залежи – 50 м, мощность имеющейся газовой шапки – от 0 до 76 м. К настоящему времени, в пределах

ЮТЗ пробурено 94 скважины, в том числе 9 параметрических, 43 поисковых и 42 разведочных (в 57 скважинах получены промышленные притоки нефти).

В 2007 году Томским научно-исследовательским и проектным институтом нефти и газа («ТомскНИПИнефть») подготовлена и направлена на экспертизу «Технологическая схема разработки Юрубченского участка Юрубчено-Тохомского месторождения в пределах запасов категории С1».

## **1.2 Стратиграфия**

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в Восточной Сибири в пределах Сибирского кратона рядом с Байкитским сводом. Площадь находится между Саяно-Енисейским складчатым поясом на западе и Курейской или Тунгусской впадиной на севере. В период между ранним протерозоем и средне-протерозойским – рифейским временем, здесь произошло мощное рифтообразование. В рифейское время (возраст 1,65 – 0,65 млрд. лет) внутренняя часть кратона претерпела погружение, что привело к отложению серии осадочных циклов, состоящих из песчаников, карбонатов и глин на архейском – ранне-протерозойском фундаменте, представленном гранитами и гнейсами. Большая часть рифейского разреза в районе ЮТМ была затем размыта в течение нескольких сотен миллионов лет.

Рифтовые процессы продолжались в вендское время (от 0,65 до 0,57 млрд. лет), затем последовало платформенное осадконакопление в фанерозое, в основном в течение палеозоя и триаса, в результате которого сформировались широко развитые по площади осадочные и вулканические свиты кембрийского, девонского и триасового возраста.

В разрезе ЮТМ кембрий представлен мощной (1750 – 2500 м) толщей известняков, доломитов и, в подчиненных количествах, глин. Кембрийские эвапориты считаются здесь региональной покрывкой.

Нижележащие вендские отложения расчленяются следующим образом:

- собинская свита – доломиты с прослоями вулканических пород;
- катангская свита – доломиты и доломитистые мергели;
- оскобинская свита – вулканогенные породы, песчаники и доломиты;

- ванаварская свита – песчаники, глины, алевролиты (красноцветы), брекчии с доломитами и гранитными обломками.

Газовый конденсат обнаружен в песчаниках и некоторых доломитах ванаварской и оскобинской формаций. Потенциально нефтеносными могут быть ванаварские пласты на участках, где они залегают выше водонефтяного контакта (ВНК) в южной части ЮТМ. Однако основные залежи находятся в верхней части рифейского разреза, который может достигать общей мощности до 3000 м в наиболее полных разрезах. Полный стратиграфический разрез рифейских отложений выглядит следующим образом, что отображено в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Полный стратиграфический разрез рифейских отложений

Период	Свита	Условное геологическое обозначение рифейских отложений
R3 Верхний рифей	Иремекенская	R3irm
	Токурская	R3tok
R2 Средний рифей	Вингольская	R2vng
	Рассолкинская	R2rsl
	Юктенская	R2yuk
	Копчерская	R2kop
	Куюмбинская	R2kmb
	Долгоктинская	R2dlg
	Юрубченская	R2yur
	Мадринская	R2mdr
R1 Нижний рифей	Вэдрэшевская	R1vdr
Pt Архей-протерозой	Зелендуконская	Pt1zel

Юрубченский лицензионный участок расположен в юго-западной части Сибирской платформы. В геологическом строении участка, как и Юрубчено-Тохомской зоны в целом, принимают участие кристаллический фундамент архей-протерозойского возраста и осадочный чехол. Осадочный чехол сложен породами рифея, венда, кембрия.[3]

Единого представления о расчленении рифея Юрубченского блока к настоящему времени не выработано. Главной причиной этого является то, что рифейские отложения перекрываются различными свитами венда с угловым

несогласием, и в разных частях блока скважины вскрывают разные уровни рифея. Полный разрез рифейских отложений в едином пересечении не вскрыт.

### **1.3 Тектоника**

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в юго-западной части Сибирской платформы, в разрезе которой выделяется два структурных этажа:

- кристаллический фундамент;
- осадочный чехол.

В свою очередь, осадочный чехол платформы подразделяется на два структурных яруса:

- рифейский;
- венд-девонский.

Рифейский и венд-девонский ярусы разделены угловым несогласием.

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в центральной части Камовского мега-свода – положительной структуры I порядка в составе Байкитской гемиянтеклизы. Камовский мегасвод ограничен изогипсой –2000 м кровли тэтэрской свиты и изогипсы –2400 м предвендской эрозионной поверхности. На востоке его граница проводится по крупному региональному разлому, имеющему амплитуду смещения до 400 м. Положение данного разлома совпадает с границей Байкитской гемиянтеклизы и Курейской синеклизы. Мегасвод имеет изометричную форму и вытянут в северо-западном направлении, его размеры 390х190 км.

В пределах Юрубченского блока отложения венд-девонского структурного яруса падают в юго-западном направлении, углы падения не превышают 1,5°. Дизъюнктивных нарушений, пересекающих данные отложения, в пределах участка достоверно не выявлено.

Рифейский структурный ярус в юго-западной части Сибирской платформы представлен терригенно-карбонатными отложениями мощностью до 7 км. При структурных построениях рифейского структурного яруса в качестве базового использовался отражающий горизонт R4, приуроченный к отложениям вэдрэшевской свиты. В ярусе выделяются те же четыре

надпорядковых элемента, что и для более молодых отложений, хотя их границы несколько смещаются. При выделении структурных элементов более низкого ранга районирование рифейского структурного яруса существенно отличается от районирования вышележащих отложений.

Юрубчено-Тохомское месторождение приурочено к юго-восточному склону Юрубчено-Куюмбинского свода, который осложняет мегасвод в ранге структурного элемента второго порядка. По подошве камовской серии свод ограничен изогипсой –2450 м и тремя дизъюнктивными нарушениями:

- нарушение северо-западного направления на юго-востоке свода, амплитуда которого изменяется от 1250 м (в районе скважины Юр-66) до постепенного затухания в северо-западном и юго-восточном направлении;
- субмеридианальное нарушение на западе свода амплитудой до 150 м;
- нарушение на севере свода, имеющее северо-восточное направление и амплитуду до 400 м.

Размеры свода 105х85 км, но форма далека от изометричной. Свод несколько вытянут в субмеридиональном направлении и имеет амплитуду более 650 м. В центральной части свода отложения камовской серии размыты и на предвендскую эрозионную поверхность выходят образования фундамента (граниты и гранито-гнейсы).

Северо-западная часть Юрубченского участка по подошве камовской серии относится к Мадринско-Тычанскому мегазалivu – отрицательной структуре первого порядка, вдающейся в Байкитскую антеклизу со стороны Курейской синеклизы. В пределах участка мегазалив граничит с Вельминско-Деланинским мегасводом по изогипсе –3600 м и субширотному разлому, амплитуда смещения по которому достигает 1500 м. Рассматриваемая часть мегазалива осложнена весьма контрастной локальной положительной структурой (Мадринское поднятие), амплитуда которого превышает 1000 м. [2]

#### 1.4 Нефтегазоносность

К настоящему времени для Юрубченского участка выделены четыре гидродинамически самостоятельных горизонта: Б-VIII1, В-I, Б-IX и P1-2д.

Пласт Б-VIII1 приурочен к средней части оскобинской свиты и распространен в юго-западной части Юрубченского участка. В северо-восточном направлении он выклинивается и замещается глинистыми породами. Максимальная эффективная мощность равна 4,0 м. Средняя пористость равна 0,16 д.ед., газонасыщенность – 0,675 д.ед., нефтенасыщенность – 0,00727 д.ед. Притоки газа из этого пласта получены в семи скважинах: скважина № 6 Юрубчено-Тохомского месторождения (Юр-6), Юр-18, Юр-29, Юр-30, Юр-35, Юр-37, Юр-54. Максимальный дебит газа в скважине Юр-18 – 251,5 тыс.м3/сут. Приток нефти получен только в одной скважине Юр-72 – 142 м3/сут. Притоков пластовой воды не получено. Уровни ВНК и газонефтяного контакта (ГНК), из-за незначительной мощности пласта, скважинами не вскрыты и их обоснование по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) невозможно. Условно они приняты как для пласта P1-2д: на абсолютных отметках –2072 м и –2023м, соответственно. Залежь пластовая, литологически экранированная, газоконденсатнонефтяная. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа.

Пласт Б-IX распространен в юго-восточной части Юрубченского участка. Притоки нефти получены в скважинах Юр-18 (3,2 м3/сут) и Юр-72 (39,3 м3/сут и 78 м3/сут на 6 и 10 мм диаметра штуцера). Положение ВНК и ГНК приняты на абсолютных отметках –2023м и –2072м. Залежь пластовая, литологически экранированная, газоконденсатнонефтяная. Максимальная эффективная толщина пласта равна 6 м. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа.

Пласт В-I приурочен к отложениям ванаварской свиты, распространен в южной и юго-восточной частях Юрубченского участка, выклинивается в северном направлении. Приток газа получен пока по единственной скважине – Вдр-6 (118 тыс.м3/сут). Газонефтяной контакт условно принят на абсолютной отметке –2022 м, ВНК – на абсолютной отметке –2072 м. Эффективные

мощности пласта достигают 16,7 м. Залежь газоконденсатнонефтяная, пластовая, литологически экранированная. Коллектор порового, возможно трещинно-порового типов.

Горизонт Р1-2д рассматривается наиболее подробно, так как с входящей в него Юрубченской толщей связана наибольшая нефтегазоносность района. Границы горизонта отделяются от вышележащих пластов преимущественно глинистыми толщами рифея – копчерской и токурской.

Пласт Р1-2д имеет наибольшую площадь распространения: площадь газовой шапки составляет 528,1 км<sup>2</sup> (69% от общей), водонефтяная зона равна 228,3 км<sup>2</sup> (29,8% от общей), водонефтегазовая зона – 465,4 км<sup>2</sup> (60,8 %), нефтяная зона – 8,5 км<sup>2</sup> (1,1%), нефтегазовая зона – 23,5 км<sup>2</sup> (3,1%).

Залежь приурочена к доломитам Юрубченской толщи, тип залежи – массивный, тип коллектора – каверново-трещинный.

Максимально высокие (более 100 м<sup>3</sup>/сут) дебиты нефти из пласта Р1-2д получены в скважинах Юр-5, 5б, 5вг, 8, 14, 22, 24, 25, 50, 57, 71, 1046, 1061, Вдр-4.

Максимально высокие (более 100 тыс.м<sup>3</sup>/сут) дебиты газа из пласта Р1-2д получены в скважинах Юр-4, 12, 16, 25, 28, 33, 48, 49, 50, 51, Вдр-4.

По результатам испытания и данным ГИС уровень ГНК принят на абсолютной отметке –2023 м, ВНК –2072 м.

В таблице 1.3 представлена краткая характеристика продуктивного горизонта Р1-2Д.

Таблица 1.3 – Краткая характеристика продуктивного горизонта Р1-2Д

Наименование	Характеристики
Тип залежи	Массивный
Породы коллекторов	Доломиты юрубченской свиты
Тип коллектора	Каверново-трещинный
Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	725 680
Кровля	Глинистый пласт в подошве долгоктинской толщи, в зоне размыва последнего – базальные уровни венда
Средняя глубина залегания, м	2047
Подошва	Глинисто-карбонатные породы верхней части мадринской толщи
Абсолютная отметка ГНК, м	2023
Абсолютная отметка ВНК, м	2072
Свидетельства нефтегазоносности в пределах Юрубченского участка	Притоки нефти и газа в большой группе скважин

В таблице 1.4 отражены характеристики толщин продуктивного горизонта Р1-2Д.

Таблица 1.4 – Характеристики толщин продуктивного горизонта Р1-2Д

Толщина	Наименование	Единица измерения	Значения
Эффективная	Среднее значение Интервал изменения	м	119,9 4,6-347,2
Нефтенасыщенная	Среднее значение Интервал изменения		41,9 12,4-49,6
Газонасыщенная	Среднее значение Интервал изменения		43,3 0,6-78
Водонасыщенная (вскрытая)	Среднее значение Интервал изменения		61,4 5,4-250,0

С юга залежь ограничена пересечением ВНК с эрозионной поверхностью рифея, являющейся кровлей для толщи коллекторов. Северо-западная граница



связана с выходами на эрозионную поверхность древних глинистых отложений рифея, в центральной части северная граница залежи связана с тектоническим нарушением, по которому в северном (поднятом) блоке на эрозионную поверхность также выходят древние глинистые отложения рифея и фундамент.

На востоке граница проходит по линии выхода на эрозионную поверхность отложений глинистой пачки в долгоктинской толще.

### **1.5 Коллекторские свойства пластов**

Коллекторские свойства пластов определялись лабораторными исследованиями керна, промыслово-геофизическими и гидродинамическими исследованиями. В результате лабораторных исследований кернового материала были определены проницаемость и блоковая пористость (пустотность). Межблоковая пустотность рассчитывалась, как разница общей и блоковой пустотности.

По результатам гидродинамических исследований скважин определена проницаемость. В 39 скважинах произведено 87 определений.

Коллекторы представлены различными, преимущественно карбонатными разностями пород. Трещины открытые и залеченные вторичным доломитом, метаморфизованным битумом, органическим веществом. Каверны полностью или частично выполнены крупно- и среднезернистым вторичным доломитом, часто с примесью лимонита и гематита в количестве 1-5%. Среди доломитов встречаются прослои алевролитов и песчаников. Породы коллектора представлены широким спектром доломитов с различными текстурными и структурными свойствами: имеют многокомпонентный литологический состав и сложную трехкомпонентную структуру пустотного пространства. Матрица пород плотная, практически непористая и непроницаемая (микротрещины, микропоры и микрокаверны). Следовательно, эффективный объем нефти и газа обеспечивается вторичной пустотностью: крупными трещинами, полостями выщелачивания по трещинам и собственно кавернам.

Продуктивные отложения Юрубченского блока характеризуются интенсивно развитой трещиноватостью. В единую гидродинамическую систему

эти полости и каверны увязаны развитой системой микротрещин. Большую роль играет развитие кавернозности, за счет которой существенно повышается эффективная емкость доломитов. Особенностью развития трещиноватости доломитов рифея является редкое расположение трещин (большой «шаг» трещин). Наиболее часто горизонтальные трещины располагаются в 1-2 см и более, вертикальные – в 3-5 см.

Установлено, что общая пористость (Кпоб), определенная с учетом каверн и трещин, существенно превышает блоковую (Кпбл).

При определении проницаемости по результатам гидродинамических испытаний скважин использовались данные, полученные методом установившихся отборов (МУО) и методом прослеживания уровня. Среднее значение проницаемости равно 309,6 мД при интервале изменения от 0,19 до 3653,4 мД.

В целом коэффициент газонасыщенности равен 0,682 д.ед; нефтенасыщенности – 0,7 д.ед.

Породы рифейского возраста нарушены трещинами различного происхождения. Тектонические трещины различной генерации составляют от 60% до 90% общей трещиноватости. Формированию протяженных тектонических трещин способствовала слабая глинистость доломитов, неравномерное окремнение, их высокая плотность и преобразованность.

Трещины открытые: частично и полностью залеченные вторичным доломитом, по стенкам отмечаются мелкие кристаллы пирита, кварца, примазки битума, глинистого материала. Максимальная ширина щелевидных каверн выщелачивания в керне составляет 1-1,5 см. Доля выявленных в керне субвертикальных (с углом наклона 70-90°), наклонных (30-70°) и субгоризонтальных (0-30°) макротрещин составляет, соответственно, 81%, 2%, 7%. Раскрытость трещин по данным исследований кубиков размерами 5х5 см изменяется от 5 до 70 мкм, составляя в среднем 10 мкм.

Характеристика флюидоупоров:

- региональным флюидоупором для вендского и рифейского нефтегазоносных комплексов являются соли усольской свиты.
- глинисто-карбонатные отложения катангской свиты являются зональным флюидоупором.

## 1.6 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов

В 1992 году проводилось моделирование вытеснения нефти водой на модели из искусственных металлических секций. По результатам моделирования коэффициент вытеснения нефти равен 0,62 д.ед.

В таблице 1.5 представлены характеристики основных параметров горизонта P1-2Д.

Таблица 1.5 – Характеристика основных параметров горизонта P1-2Д

Параметры	Единица измерения	Пустотность	Горизонт P1-2Д	
			Среднее значение	Интервал изменения
Площадь нефтегазоносности	км <sup>2</sup>		726	
Эффективная нефтенасыщенная толщина	м		41,9	14,5-49,0
Коэффициент пустотности	д.ед.	межблоковая	0,011	0,004-0,018
		блоковая	0,013	0,006-0,017
Коэффициент проницаемости	мД		309,6	1,4-3653
Коэффициент нефтенасыщенности	д.ед.	межблоковая	0,89	–
		блоковая	0,510	0,527-0,502
Коэффициент газонасыщенности	д.ед.	межблоковая	0,89	–
		блоковая	0,50	0,444-0,508

В таблице 1.6 представлены характеристики коллекторских свойств P1-2Д.

Таблица 1.6 – Характеристика основных коллекторских свойств P1-2Д

Вид исследования	Наименование	Коэффициент открытой пористости, %	Проницаемость, %	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.
Лабораторный (керна)	Блоковая пустотность по пласту P1-2Д	53/3677	41/1724	2/9
	Среднее значение	0,97	1,5	0,7
	Интервал изменения	0,35-3,5	0,01-62,2	0,49-0,85

Продолжение Таблицы 1.6

Вид исследования	Наименование	Коэффициент открытой пористости,	Проницаемость, %	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.
Количество скважин/определений, шт Геофизический	Общая пустотность по пласту Р1-2Д Количество скважин/определений, шт Среднее значение Интервал изменения	44/158 2,2 0,9-5,4	-	-
Геофизический	Количество скважин/определений, шт Среднее значение Интервал изменения	-	39/87 309,6 0,19-3653,4	-

### 1.7 Физико-химические свойства нефти и газа

Для расчета средних значений физико-химических характеристик по Юрубченской залежи учитывались данные второй зоны, в которую попадает 87% от всех исследованных проб нефтей залежи пласта Р1-2Д.

Усредненные значения по свойствам разгазированной нефти Юрубченской залежи без учета отбракованных данных представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти Юрубченской залежи пласта Р1-2Д

Параметры	Единица измерения	Количество исследований		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	25	59	810,4 – 835,0	823,0
Вязкость, – при t=20°C – при t=50°C	мм <sup>2</sup> /с	25	59	6,08 – 13,80	9,47
		24	58	3,13 – 5,85	4,59
Температура застывания	°C	21	44	(-58,0) – (-17,0)	-38,5

Продолжение Таблицы 1.7

Параметры	Единица измерения	Количество исследований		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		
Массовое содержание:					
– серы	%	25	56	0,09 – 0,38	0,22
– смол сил.		23	54	2,43 – 8,36	4,51
– асфальт.		25	55	0,04 – 1,32	0,17
– парафин		23	50	0,11 – 3,92	2,03
Объемный выход фракций:					
Начало конденсации (НК)	%	25	59	44,0 – 93,0	65,0
до 100 °С		4	8	2,0 – 6,0	4,0
до 150 °С		25	56	6,0 – 21,0	14,0
до 200 °С		25	59	16,5 – 32,5	25,0
до 250 °С		25	53	31,0 – 42,5	35,5
до 300 °С		25	58	43,5 – 58,0	48,0

Разгазированная нефть Юрубченской залежи имеет следующие характеристики – плотность 810,0-835,0 кг/м<sup>3</sup>, в среднем 823,0 кг/м<sup>3</sup>, динамическая вязкость – 6,08-13,80 мПа·с, в среднем 9,47мПа\*с. Нефть малосернистая (0,09-0,38%, в среднем 0,22%), малосмолистая и смолистая (2,43-8,36%, в среднем 4,51%), малопарафиновая и парафиновая (0,11-3,92%) в среднем 2,03%. Содержание фракций, выкипающих до 200°С составляет от 16,5 до 32,5%, в среднем 25,0%; до 300°С – от 43,5 до 58%, в среднем 48%. Температура застывания нефти составляет в среднем (-38,5)°С, температура начала кипения – 65°С.

Усредненные значения газового фактора и физико-химических свойств пластовых флюидов, по результатам исследования глубинных проб, представлены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Свойства пластовой нефти Юрубченской залежи (пласта Р1-2Д)

Наименование	Единица измерения	Количество исследованных		Диапазон изменения		Среднее значение
		скважин	проб	min	max	
Давление насыщения	МПа	7	20	11,3	22,0	20,0
Газовый фактор при однократном разгазировании	м <sup>3</sup> /т	7	20	117,2	232,8	196,6
Газовый фактор при ступенчатом разгазировании	м <sup>3</sup> /т	7	20	105,5	217,0	178,9
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м <sup>3</sup>	7	20	647,0	730,0	697,5
Плотность нефти после однократной сепарации	кг/м <sup>3</sup>	7	20	814,0	832,0	824,1
Плотность нефти после ступенчатой сепарации	кг/м <sup>3</sup>	3	11	813,3	820,1	816,1
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа · с	7	18	0,89	2,56	1,42
Объёмный коэффициент при однократном разгазировании	д. ед.	7	20	1,270	1,490	1,414
Объёмный коэффициент при ступенчатом разгазировании	д. ед.	7	20	1,237	1,441	1,367
Плотность газа при однократном разгазировании,	кг/м <sup>3</sup>	5	14	0,921	1,070	1,005
Плотность газа при ступенчатом разгазировании	кг/м <sup>3</sup>	3	10	0,918	0,970	0,945
Пластовое давление	МПа	7	21	20,8	21,9	21,4
Пластовая температура	°С	7	21	26,0	29,0	26,8

Из таблицы видно, что пластовая нефть Юрубченской залежи имеет следующие характеристики: газовый фактор при однократной сепарации составляет 196,6 м<sup>3</sup>/т, при ступенчатой он несколько меньше и равен 178,9 м<sup>3</sup>/т. Давление насыщения близко к пластовому и составляет 20,0 МПа. Вязкость нефти в пластовых условиях – 1,42 мПа · с, плотность – 697,5 кг/м<sup>3</sup>.

Газовая часть Юрубченской залежи охарактеризована газоконденсатными исследованиями. В таблице 1.9 приведены свойства пластовой газоконденсатной смеси. Потенциальное содержание стабильного конденсата Юрубченской залежи на начало разработки составило 133,0 г/м<sup>3</sup>. Давление начала конденсации составляет 20,5 МПа

Конденсат характеризуется низкой плотностью (0,721 г/см<sup>3</sup>), малым содержанием серы (массовое содержание до 0,10%), смолистых веществ (0,14%) и асфальтенов (0,005%) и очень низкой температурой застывания (ниже -50°C).

Физические свойства пластовой газоконденсатной смеси (газовой шапки) отображены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Физические свойства пластовой газоконденсатной смеси (газа, газовой шапки)

Параметры	Единица измерения	Значение
Пластовое давление	МПа	21,14
Пластовая температура	°С	26
Давление точки росы при пластовой температуре	МПа	20,50
Давление максимальной конденсации	МПа	3,1
Потенциальное содержание конденсата	г/м <sup>3</sup>	133,0
Объемный коэффициент		0,359 10 <sup>-2</sup>
Коэффициент сжимаемости		0,735
Плотность в пластовых условиях, г/куб.см	г/м <sup>3</sup>	0,2502
Вязкость в пластовых условиях, мПа	мПа · с	0,028

Компонентный состав и свойства пластовой смеси на начало разработки, приведены в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Компонентный состав и свойства пластовой смеси (газа, газовой шапки), рифейская карбонатная толща (% мольн.)

Наименование	Значение
Сероводород	Отсутствует
Углекислый газ	0,05
Азот + редкие	6,38
в т.ч. гелий	0,15

Наименование	Значение
Метан	79,84
Этан	7,20
Пропан	2,32
Изобутан	0,44
Норм. бутан	0,81
Изопентан	0,29
Норм. пентан	0,30
Гексаны	0,97
Гептаны	0,37
Октаны	0,32
Остаток (C9+)	0,71
Молекулярная масса	21,64
Молекулярная масса остатка	148
Плотность остатка, г/см <sup>3</sup>	0,7700
Температура кипения остатка, °K	437,3

Физико-химические свойства и состав пластовых вод рифейской карбонатной толщи Юрубченского блока охарактеризованы по данным исследования поверхностных и глубинных проб. Газонасыщенность воды, по результатам исследования проб составляет 0,3 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Плотность воды в пластовых условиях – 1,160г/см<sup>3</sup>. Вязкость вод при пластовой температуре в зависимости от плотности изменяется от 1,86 до 1,92 мПа·с, объемный коэффициент составляет 0,995.

## **2 Технологическая часть**

### **2.1 Текущее состояние разработки месторождения**

На текущий момент производится обустройство первоочередного участка опытно-промышленной эксплуатации ЮТМ. Пробная эксплуатация осуществлялась с целью изучения изменения эксплуатационных характеристик при длительных отборах нефти. Изучались такие параметры, как изменение дебитов, забойных и устьевых давлений, обводненности продукции скважин, газового фактора.

Ранее работы проводились в сезонном режиме в связи с невозможностью утилизации нефти в период отсутствия зимних автодорог, на данный момент появилась возможность круглогодичного проведения работ благодаря завершению строительства автодороги Богучаны – ЮР-5.



Добыча нефти осуществляется фонтанным способом. Годовая добыча нефти 63 тыс. т. Средний дебит нефти 48,6 т/сут. Обводненность продукции равна 0%. Накопленная добыча безводной нефти на 01.02.2012 года составила 642 тыс. т. (0,6% от утвержденных извлекаемых запасов категории С1), что отражено на рисунке 2.1.

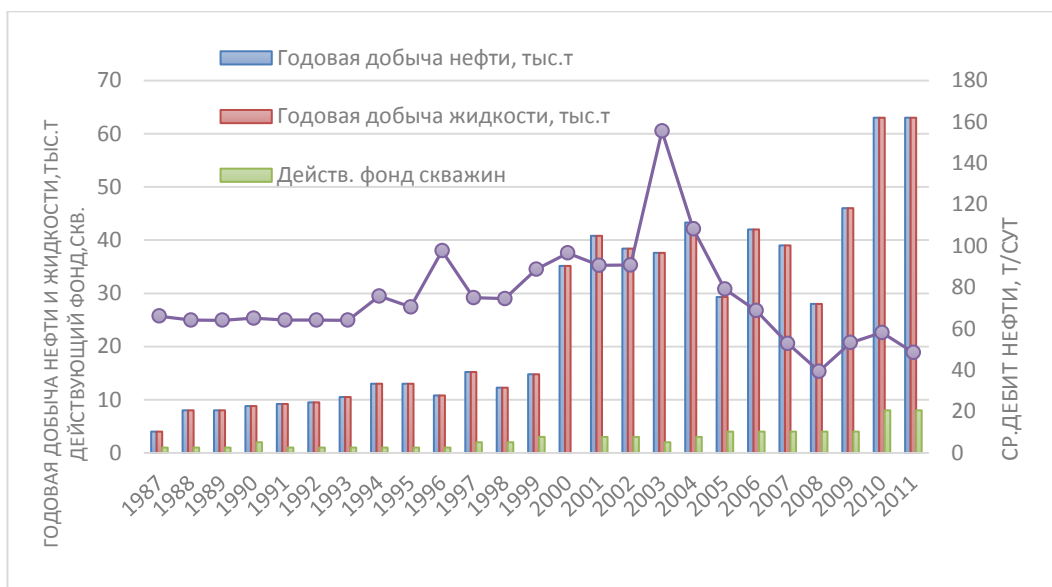


Рисунок 2.1 – Динамика основных показателей разработки Юрубчено-Тохомского месторождения

Фонд скважин на ЮТМ представлен следующим образом, как представлено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Фонд скважин ЮТМ

Категория скважин	Количество скважин
Добывающие	8
Нагнетательные	0
В консервации	27
Пьезометрические	2
Водозаборные	2
В ликвидации	26

Из общего числа 27 скважин находятся в консервации, по причине отсутствия обустройства для ввода в эксплуатацию. В ликвидации находятся 26 скважин, из них 35% (16 скважин) ликвидированы по различным технологическим и техническим причинам. Основная причина ликвидации – это несоответствие конструкции скважин условиям эксплуатации.

Закачка агента в систему поддержания пластового давления (ППД) не ведётся, так как на данном этапе разработки проектным решением, система ППД не предусмотрена. Энергия газовой шапки и большие ежегодные перерывы в отборах нефти позволяют поддерживать текущее пластовое давление в зоне отбора на первоначальном уровне. Разработка Юрубченской залежи предусмотрена в режиме истощения залежи (без системы ППД). Попутно добываемая вода утилизируется путём закачки в пласт через водоутилизирующие скважины.

Подготовка воды осуществляется на установке подготовки воды (УПВ). Для обратной закачки попутно добываемой воды от блока кустовых насосных станций (БКНС) до водоутилизирующих скважин рекомендуется однетрубная герметизированная система водоводов высокого давления с утолщённой стенкой.

В 2011 году пробурены и испытаны скважины: разведочные Юр-83, Юр-89 и эксплуатационные Юр-198, Юр-199, Юр-237, Юр-272.

Испытание эксплуатационных скважин проводилось в открытом стволе, в ходе испытания получено [12, 25]:

- скважина Юр-198 в интервале 2815-2847,37 м (пласт рифей, юрубченская толща) на штуцере 7 мм. Получен приток нефти дебитом 82,3 м<sup>3</sup>/сут, дебит попутного газа на шайбе 14 мм составил 6,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Дебит газа получен при разгазировании нефти на поверхности;
- скважины Юр-199 интервал 2980-4004 м (пласт рифей) на штуцере 12 мм. Получен приток нефти дебитом 340,1 м<sup>3</sup>/сут и попутный газ дебитом 44 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Дебит газа получен при разгазировании нефти на поверхности;
- скважины Юр-237 интервал 2851-3906 м (пласт рифей, юрубченская толща) на штуцере 10 мм. Получен приток нефти дебитом 263 м<sup>3</sup>/сут и попутный газ дебитом 46,21 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Дебит газа получен при разгазировании нефти на поверхности;

- скважина Юр-272 в интервале 2619-3092 м (пласт рифей) на штуцере 12 мм. Получен приток нефти дебитом 348 м<sup>3</sup>/сут, обводненность составляет 8,7% и попутный газ дебитом 38,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

С начала разработки 64% добычи нефти приходилось на скважину Юр-5, добыча остальных скважин (Юр-5б, Юр-5ВГ, Юр-22, Юр-24, Юр-25, Юр-71, Юр-1046 и Юр-1061) составила – 36% от общего объема. По данным на 2015 год в круглогодичной эксплуатации находится 5 скважин: Юр-5, Юр-5б, Юр-5ВГ, Юр-71, Юр-25. Остальные эксплуатационные скважины на 01.01.2015 год находятся в бездействующем фонде. Количество добывающих скважин по годам изменялось в пределах от 1 до 7, что обуславливалось видом и необходимостью проводимых гидродинамических исследований. [24, 19]

На рисунке 2.2 показана гистограмма распределения дебитов скважин Юрубчено-Тохомского месторождения.

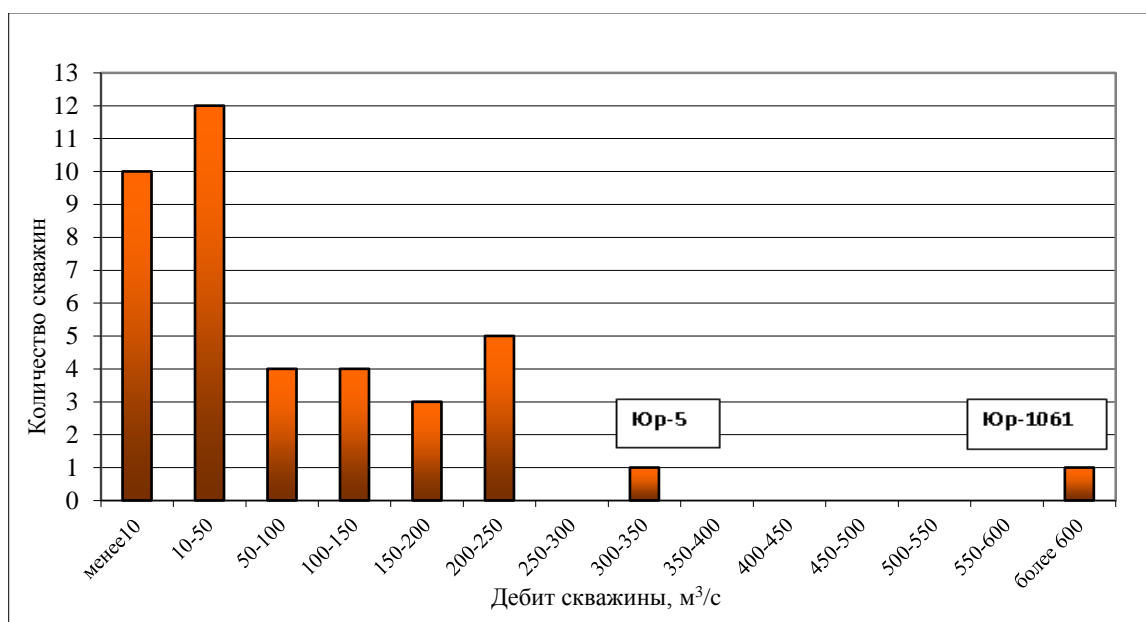


Рисунок 2.2 – Гистограмма распределения дебитов скважин Юрубчено-Тохомского месторождения

Из общего числа фонда добывающих скважин можно выделить две скважины: Юр-5 и Юр-1061, отличающиеся максимальными значениями дебита и коэффициента продуктивности для всей Юрубченской залежи. Можно судить, что причиной высокой продуктивности вышеупомянутых скважин

является качество обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) и то, что они закончены открытым стволом.

По имеющимся данным результатов испытаний, можно сделать вывод, что заканчивание скважин открытым стволом способствует высокой продуктивности и рекомендуется как проектное решение при бурении новых скважин.

Испытания скважин после спуска эксплуатационной колонны (ЭК) осуществлялись после установки солянокислотной ванны (СКВ) в объеме 0,5-1,5 м<sup>3</sup>. При достижении приемистости, кислота задавливалась в пласт, то есть, фактически, проводилась малообъемная солянокислотная обработка (СКО) пласта. Максимальное количество солянокислотных обработок одного объекта достигало 6, максимальное количество кислоты, закаченной в один объект, 14,8 м<sup>3</sup> кислоты.

Применение СКВ и СКО в рифейских отложениях позволяет значительно увеличить гидродинамическую связь с пластом.

Замечено, что скважины с близкими значениями нефтенасыщенных толщин имеют значительное различие в дебитах. Петрофизические данные не позволяют определить точные причины, однако существует предположение, что высокодебитные скважины приурочены к тектоническим разломам меридионального направления и оперяющим трещинам.

## **2.2 Рекомендуемая технология воздействия на пласт**

Нефтяная залежь рифейской карбонатной толщи всюду подстилается водой и почти полностью покрывается обширной газовой шапкой. В этих условиях, после начала эксплуатации нефтяной залежи, следует ожидать активного проявления газонапорного режима со стороны газовой шапки и заметного подпора со стороны подошвенных вод.

Ввиду очень малого разрыва между первоначальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом, около 2 Мпа, следует также ожидать разгазирования нефти в пласте с образованием пузырьков окклюдированного

газа и фильтрацией газированной нефти – т.е. будут наблюдаться характерные элементы и режима растворенного газа. На эти основные режимы эксплуатации пласта накладывается поле гравитации, которое будет в значительной степени влиять на процесс образования и разрушения газовых и водяных конусов в районе действующих добывающих скважин. Таким образом, режим эксплуатации нефтяной залежи рифейской карбонатной толщи будет чрезвычайно сложным.

Начиная с 1987 года, во всех без исключения случаях, перед вызовом притока осуществляется соляно-кислотная ванна, а при наличии приемистости – соляно-кислотная обработка. В случае получения низкодебитных притоков углеводородов, использовались дополнительные соляно-кислотные обработки.

Соляно-кислотные обработки и ванны совершенно необходимы при разработке карбонатной толщи Юрубченского блока, так как система трещин в карбонатном коллекторе нуждается в очистке и дренировании: она, по-видимому, сильно загрязнена при кольматации поглощающих интервалов. Но с другой стороны проведение большеобъемных, глубокопроникающих соляно-кислотных обработок и задавливание кислоты в пласт при высоких давлениях, близких к давлению гидроразрыва, является опасным, так как может открыть каналы прорыва газа газовой шапки к забою добывающей скважины или вызвать преждевременное обводнение скважины. Необходимо кропотливо обобщать опыт соляно-кислотных обработок на Юрубченском блоке, чтобы создать оптимальную технологию их проведения.

Вскрытие продуктивных отложений рифея осуществлялось на различных промывочных жидкостях:

- технической воде;
- рассоле;
- водно-инверто-эмульсионных растворах (ВИЭР);
- глинистом растворе с различными добавками.

Плотность применяемых растворов изменялась от 0,98 до 1,08 г/см<sup>3</sup>. Несмотря на применение при вскрытии промывочных жидкостей малой

плотности, из-за аномально-низкого начального пластового давления (21,28 МПа при средней глубине 2340 м) и высокой трещиноватости продуктивной карбонатной толщи, в процессе вскрытия во многих скважинах наблюдались интенсивные поглощения промывочной жидкости, вплоть до полной потери циркуляции. Зачастую поглощения сопровождались нефтегазопроявлениями.

Для ликвидации и предотвращения поглощений применялась целенаправленная кольматация поглощающих интервалов. В качестве наполнителя при этом использовались различные добавки в промывочную жидкость:

- глинистая паста;
- цемент;
- опилки;
- ветошь;
- мох;
- разделенная по фракциям мраморная крошка;
- угольный шлак из котельных и другие.

Целенаправленная кольматация, несомненно, существенно ухудшает состояние призабойной зоны продуктивного пласта, что сказывается на результатах испытания скважин. Иногда из заведомо нефтенасыщенных по ГИС интервалов не удается получить или никакого притока, или слабые нефтегазопроявления. В настоящее время, ведутся работы по изучению проблемы кольматации и разрабатывается технология по устранению отрицательных последствий загрязнения призабойной зоны скважин.

Большинство индикаторных диаграмм, построенных по данным исследования скважин методом установившихся отборов, имеют выпуклый характер, что свидетельствует об уменьшении продуктивности по мере снижения забойного давления в скважине. Такого типа индикаторные диаграммы являются типичными для коллекторов трещинного типа и показывают на уменьшение раскрытости трещин по мере снижения давления в

скважине. Снижение забойных давлений и работа скважин с депрессией 1-4 МПа по большинству скважин с криволинейной индикаторной диаграммой снижает коэффициент продуктивности в 2-3 раза. Чтобы избежать этого, необходимо организовать закачку в добывающие скважины кварцевого песка для закрепления трещины в раскрытом состоянии.

Описанные выше особенности поведения трещинного коллектора рифейской карбонатной толщи говорят о том, что в условиях этой залежи весьма перспективно гидровоздействие на пласт – воздействие на пласт давлением, с целью раскрытия естественных трещин продуктивного пласта с последующим их закреплением в раскрытом состоянии закачкой в них кварцевого песка. Фактически, как показано выше, процесс гидровоздействия уже происходит стихийно при первичном вскрытии пласта во время бурения скважин. Необходимо только следить за тем, чтобы процесс гидровоздействия не переходил в процесс гидроразрыва, т.е. давления на забое скважины не превышали давления гидроразрыва пласта, когда создаются новые трещины, которые могут соединить интервал нефти с газовой шапкой и водоносной зоной, что вызовет быстрое загазование или обводнение добывающей скважины.

Создание эффективной технологии разработки уникально сложной по своему строению рифейской нефтяной залежи возможно только при широком использовании современных методов компьютерного моделирования процесса извлечения нефти из недр.

Удалось установить 4 принципа, на которых должна базироваться технология разработки этой залежи:

- заводнение нефтяного пласта равномерно по площади, с целью создания интенсивных горизонтальных потоков. Это позволит изменить природный газонапорный режим на более эффективный водонапорный, а также добиться преобладания в объеме пласта горизонтальных фильтрационных потоков по сравнению с вертикальными, с которыми

связаны процессы загазования и обводнения добывающих скважин со стороны газовой шапки и подошвенной воды;

- использование естественных непроницаемых и малопроницаемых пропластков по разрезу пласта в качестве экранов, отгораживающих интервал отбора нефти по скважине от ГНК и ВНК, путем соответствующего выбора интервала перфорации добывающих и нагнетательных скважин;

- широкое применение метода изменения направления фильтрационных потоков с целью разрушения газовых и водяных конусов;

- широкое применение горизонтальных добывающих скважин. Эта технология является весьма перспективной для условий газоводонефтяной рифейской залежи, и результаты компьютерного моделирования свидетельствуют об этом.

### **3 Новые технологии для пробной эксплуатации**

При разработке нефтяного месторождения требуется концентрация значительных финансовых и материальных ресурсов на этапе его начального освоения. Эффективность капитальных вложений определяется полнотой информации о параметрах пласта, полученных в результате ГРП и ПЭ, на их основании формируется база данных о наличии нефти в пласте, размерах пласта, его характеристике, взаимодействии нефтеносного пласта с соседними горизонтами и др. Вторичные исследования, проводимые в процессе опытной эксплуатации, должны выявить параметры залежи в динамике, характеризующие эффективность разработки месторождения.

Необходимость повышения эффективности ГРП и ПЭ диктуется соотношением стоимости буровых и исследовательских работ. Затраты на исследования составляют малую часть от стоимости разработки и обустройства месторождения. Форсирование разработки без достаточного объема исследований приводит к значительным объемам бросовых работ, связанных с бурением и строительством наземных объектов.



Для промышленной разработки месторождения нефти и газа необходим широкий комплекс региональных и детальных геологических, геофизических, физико-химических, гидродинамических и других видов исследований, направленных на всестороннее изучение месторождений. От того, насколько правильно проведена оценка промышленной значимости месторождения, зависят объемы и распределение капиталовложений в развитие нефтяной отрасли. В связи с этим основу промышленной оценки должен составлять всесторонний и качественный первичный материал.

Начальным условием является высокое качество подготовки площадей к поисковому бурению. Искаженное представление о характере подготовленной структуры приводит к бурению лишних скважин, многие из которых впоследствии оказываются за пределами контуров нефтеносности. При этом существенно удлиняются сроки проведения геологоразведочных работ, удорожается их стоимость, а сами залежи, как правило, остаются недоразведанными.

В таблице 3.1 приведена типовая структура затрат, выявленная на основании анализов капиталовложений по ряду месторождений Западной Сибири, находящихся на поздней стадии разработки.

Таблица 3.1 – Структура затрат при разработке месторождений

Затраты на ГРП	5-7%
Капитальные вложения на бурение	48-53%
Капитальные вложения на обустройство	38-42%
Прочие затраты (приобретение лицензий, НИОКР и т.д.)	<5%

Эти данные свидетельствуют, что риск появления бросовых работ при недостаточной изученности месторождения из-за значительных затрат на бурение очень велик. Снижение риска может быть обеспечено количеством и качеством информации, получаемой по результатам ГРП или ПЭ. Сведения, полученные при бурении оценочно-эксплуатационных скважин, должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к первичным проектам,

необходимым для выбора рациональной технологии разработки, подсчета и экономической оценки запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них ценных компонентов, т.е. должен быть достигнут разумный компромисс при максимуме информации и минимуме материальных затрат. Эффективность ГРП и ПЭ, в свою очередь, зависит от:

- степени изученности объекта геофизическими методами;
- полноты базы данных о петрофизических свойствах пород эксплуатационных объектов, приуроченных к рассматриваемой геологической структуре;
- наличия укрупненных технологических показателей эксплуатации объектов-аналогов;
- квалификации планирующих комплекс ГРП специалистов и других причин.

Учитывая, что затраты на ГРП и ПЭ в общей стоимости обустройства месторождения не превышают 7%, необходима разработка методических материалов регионального характера для экономической оценки эффективности ГРП и ОПЭ на ранних стадиях разработки нефтяных месторождений.

### **3.1 Пробная эксплуатация**

С целью получения данных, необходимых для подсчета запасов и составления проектных документов, при разведке месторождений по каждой разведочной скважине должен проводиться комплекс исследовательских работ по изучению разреза пород, слагающих месторождение, опробованию и испытанию всех вскрытых продуктивных (нефтегазоносных) пластов.

Виды исследовательских работ по разведочным скважинам (отбор и лабораторные исследования керна, шлама, глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов, промыслово-геофизические и газогидродинамические исследования скважин и т.п.), объемы и порядок проведения определяются проектом разведки месторождения или проектным документом на разработку, если разведочные скважины бурятся на разрабатываемом месторождении.

Интервалы отбора керна, опробований и испытаний, геофизических и гидродинамических исследований (с указанием их видов) в каждой разведочной скважине устанавливаются геолого-техническим нарядом.

Под опробованием вскрытых пластов следует понимать установление их нефтегазонасыщенности путем непосредственного отбора проб содержащихся в них жидкостей и газов, изучения количественного и качественного состава последних. Отбор проб осуществляется в процессе бурения скважин с помощью опробователей на каротажном кабеле или испытателей пласта на трубах.

Под испытанием вскрытых пластов следует понимать комплекс исследовательских работ, проводимых с целью установления их начальных характеристик:

- пластовых давлений и температур;
- положений водонефтяных, газонефтяных и газоводяных контактов;
- дебитов;
- продуктивной характеристики;
- геолого-физических характеристик;
- состава и физико-химических свойств пластовых флюидов.

Под пробной эксплуатацией разведочных скважин понимается комплекс работ, проводимых с целью уточнения добывных возможностей скважин, состава и физико-химических свойств пластовых флюидов, эксплуатационной характеристики пластов (коэффициенты продуктивности, максимально возможные дебиты скважин, газовый фактор и т.п.) и выявления изменений этих параметров во времени.

Необходимость и сроки проведения пробной эксплуатации разведочных скважин до составления проектного технологического документа на разработку определяется органами, выдавшими лицензию, по индивидуальным планам, составляемым владельцами лицензии. Планы пробной эксплуатации скважин подлежат согласованию с органами государственного горного надзора.

Вопросы использования разведочных скважин, оказавшихся за пределами контуров нефтегазоносности и не используемых для разработки месторождения, решаются владельцем лицензии по согласованию с органами, выдавшими лицензию, и с органами государственного горного надзора.

Проект пробной эксплуатации составляют по данным разведки месторождения при недостатке исходных данных для составления технологической схемы разработки.

Основным содержанием проекта пробной эксплуатации является программа работ по изучению месторождения в целях получения всей необходимой информации для подсчета запасов и составления технологической схемы разработки.

Проект пробной эксплуатации служит основанием для своевременного оформления разрешительных документов на право ведения разработки на лицензионном участке недр, проектирования и строительства объектов промышленного обустройства.

Для перспективного планирования обустройства месторождения и объектов внешнего транспорта составляют один вариант разработки на полное развитие.

Проект пробной эксплуатации утверждается на срок не более пяти лет. В случае, если проект не предусматривает ввод в разработку месторождения в ближайшие годы, прогнозные годы нумеруются порядковыми числительными. Первым прогнозным годом считается год, в который будет осуществлен отбор запасов углеводородов.

В случае, если ввод месторождения ограничен сроком, установленным в лицензионном соглашении, то год ввода месторождения в разработку должен соответствовать установленному календарному году, а прогнозные годы последующим за ним календарным годам.

Технологическую схему опытно-промышленной разработки составляют для отдельных залежей, эксплуатационных объектов, участков или месторождения в целом, находящихся на любой стадии разработки, для проведения

промышленных испытаний новой для данных геолого-физических условий технологии разработки.

Технологическую схему опытно-промышленной разработки составляют на срок не более пяти лет

Дополнения к проектам пробной эксплуатации и технологическим схемам опытно-промышленной разработки составляются по данным разведочного и эксплуатационного бурения в рамках сроков действия указанных проектных документов для решения следующих основных задач:

- изменение границ или местоположения участков пробной эксплуатации (опытно-промышленной разработки), выделенных в последнем проектном документе, в связи с уточнением геологического строения залежей;
- выделение дополнительных участков пробной эксплуатации (опытно-промышленной разработки) на залежах, выявленных после утверждения последнего проектного документа;
- уточнение или изменение технологических решений по проведению пробной эксплуатации (опытно-промышленной разработки), принятых в последнем проектном документе.

Таким образом, для получения максимального количества данных во время пробной эксплуатации удаленных месторождений в Восточной Сибири необходимо продумать и запланировать решение следующих задач:

- ранняя эксплуатация объекта в условиях удаленного автономного месторождения и неготовой инфраструктура поверхностного обустройства;
- необходимость замерить продуктивность скважин для планирования разработки месторождения;
- необходимость провести исследования для определения первоначального пластового давления;
- необходимость провести длительные исследования скважин для оценки области дренирования и границ пласта;

- необходимость оценить эксплуатационные риски с точки зрения АСПО и гидратообразования.

### **3.2 Пробная эксплуатация на основе блочных мобильных добычных комплексов**

Очень часто одной из проблем при пробной и опытно-промышленной эксплуатации нефтегазовых месторождений является неготовность системы поверхностного обустройства, системы подготовки нефти или транспортировочной системы для начала добычи. Такие же проблемы могут возникнуть и при промышленной эксплуатации в случае опережающего бурения на определенных кустовых площадках. Данные затруднения приводят не только к задержке при освоении и испытании скважин, но и к переносу по времени добычи. Данные факторы значительно сказываются на экономической составляющей проектов.

В данной дипломной работе предлагается использование технологии пробной и опытно-промышленной эксплуатации на основе блочно-модульных добычных комплексов для раннего запуска отдельных участков месторождения в добычу (рисунок 3.1).

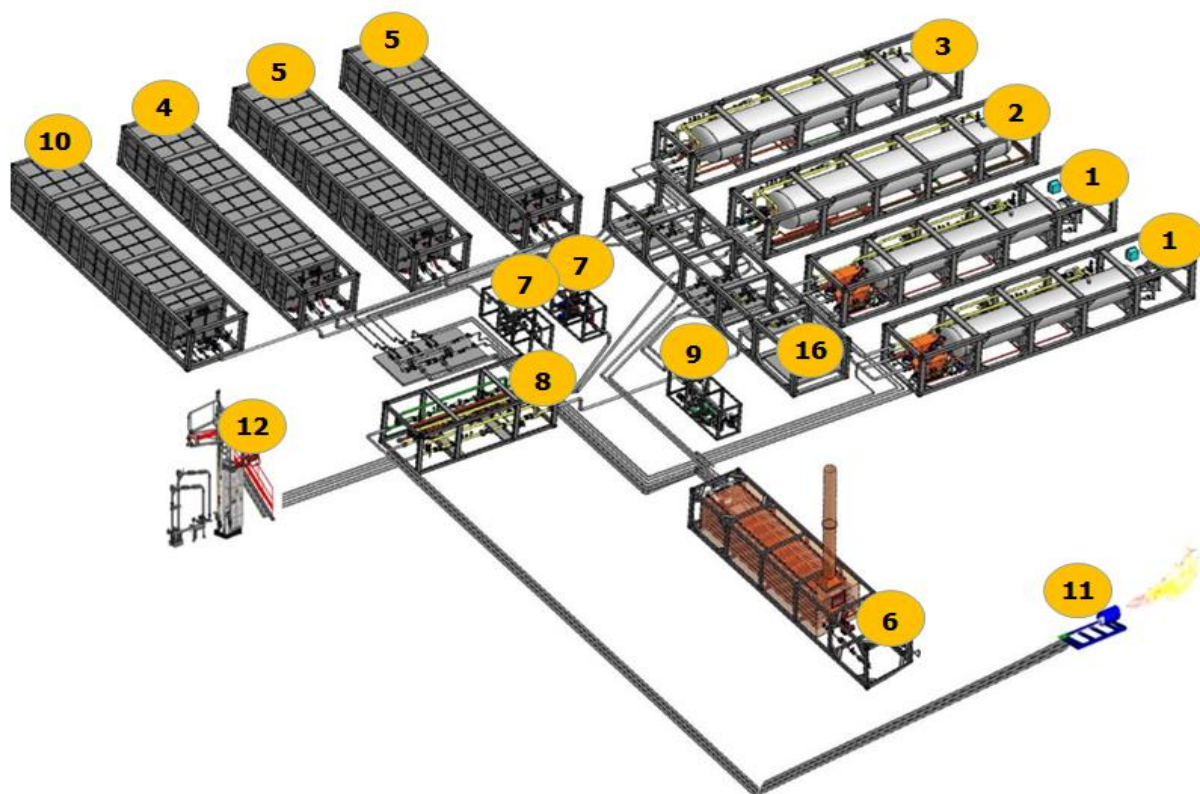


Рисунок 3.1 - Блочно-модульный добычной комплекс.

Данный комплекс включает в себя следующие элементы:

- 1 Блоки первой ступени сепарации;
- 2 Блок второй ступени сепарации;
- 3 Блок конечной ступени сепарации;
- 4 Блок хранения пластовой воды;
- 5 Блоки хранения обезвоженной нефти;
- 6 Блок нагрева;
- 7 Насосы внешней перекачки нефти/воды;
- 8 Блок оперативного учета продукта (опция);
- 9 Насосный блок внутренней перекачки (опция);
- 10 Дренажная емкость;
- 11 ГФУ;
- 12 Станция налива;
- 16 Арматурный блок.

Модульное исполнение данной системы (используются либо блоки на базе автомобильных шасси, либо стационарные на базе контейнеров для морской перевозки) позволяет оснастить в кратчайшие сроки необходимым оборудованием для освоения, исследования и эксплуатации скважин на кустах Юрубчено-Тахомского месторождения (Рисунок 3.2).



Рисунок 3.2 - Модульное исполнение.

На Рисунке 3.3 представлена модифицированная схема обвязки куста при опытно-промышленной эксплуатации Юрубчено-Тохомского месторождения.

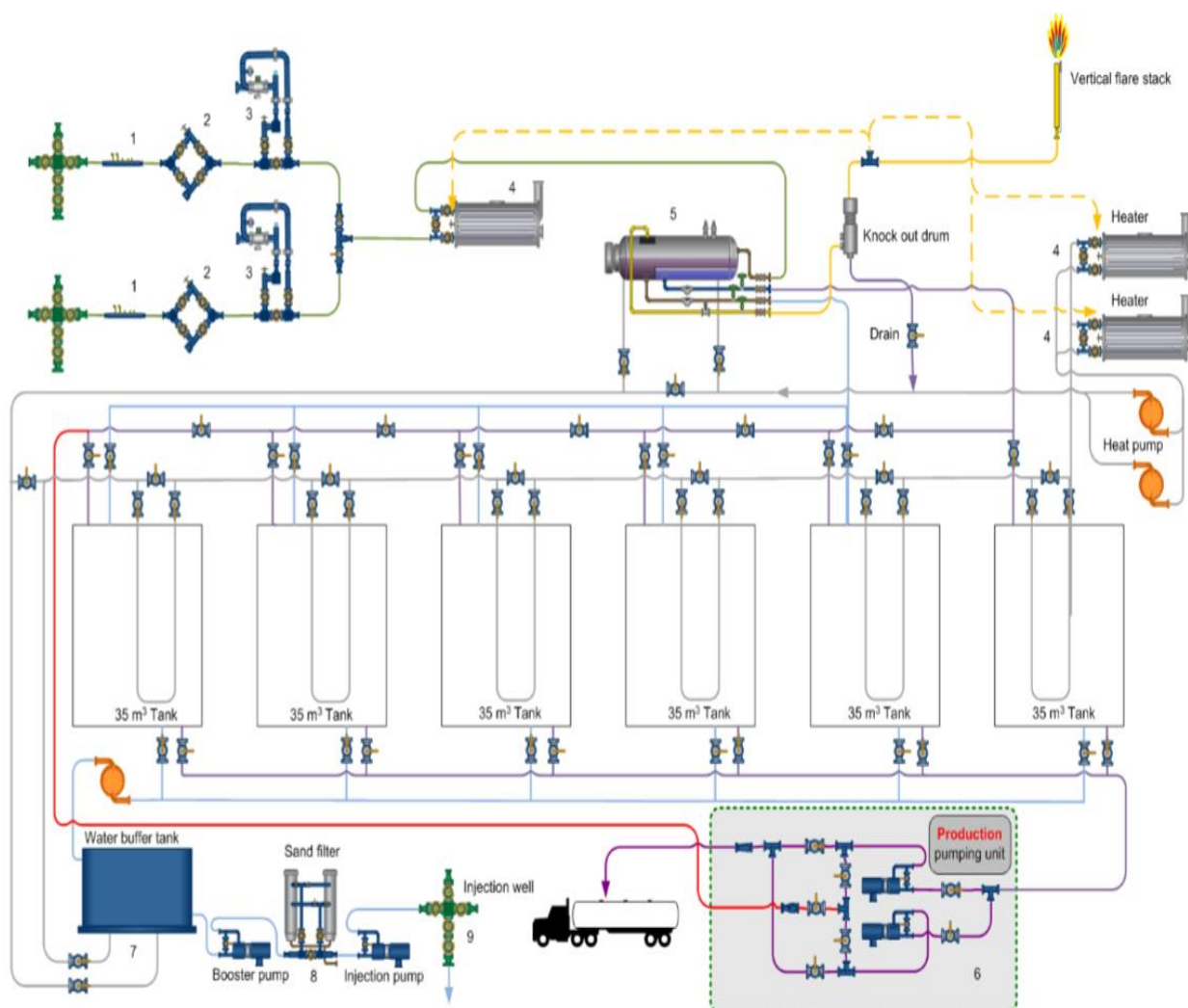


Рисунок 3.3 - Схема обвязки куста скважин при ОПЭ

Предложенная в данной дипломной работе схема включает в себя следующие компоненты (рисунок 3.2):

- Блок сбора данных (1)
- Штуцерный манифольд (2)
- Расходомер (3)
- Теплообменник (4)
- 3х фазный сепаратор (5)
- Модуль закачки нефти (6)
- Буферная водяная емкость (7)



#### - Модуль фильтрации воды (8)

Блок сбора данных представляет собой систему автоматики, с подключенными для каждой скважины датчиками давления (затрубное давление, буферное давление, линейное давление, забойное давление в случае использования постоянных систем мониторинга), температуры, ультразвуковых расходомеров и другого оборудования. Данный блок предназначен для сбора данных с каждой скважины, хранение и передачи данных для мониторинга процессом разработки.

Штуцерный манифольд предназначен для переключениями между скважинами и изменения режимов работы скважины во время испытаний, исследования и освоения, а также различных работ на скважинах.

Расходомер (многофазный). Замерные установки способны отображать наиболее важную критическую информацию при диагностике результатов в процессе испытания скважины в режиме реального времени, а также избегать сложных механических операций, широко практикуемых при стандартном сепарационном методе. Стационарное использование расходомеров предоставляет возможность мониторинга добычи углеводородов на самых удаленных месторождениях и содействует предупреждению ранних признаков обводнения, а также способствует планомерному развитию инфраструктуры производственных объектов с минимальными затратами. Многофазные расходомеры, установленные в качестве стационарных замерных узлов на скважине или группе скважин, служат для:

- непрерывного мониторинга процесса добычи;
- распределения стоимости продукции по добываемым флюидам и передача продукта потребителю;
- оценки дебитов скважин;
- контроля и оптимизации систем механизированной добычи;
- измерения расхода в нестабильных скважинах, скважинах с образованием пены или эмульсии, а также в скважинах с малым дебитом;

- измерения дебита различных флюидов от тяжелой нефти до газовых конденсатов.

Теплообменник для подогрева потока скважинного флюида. Использование теплообменника позволяет более точно произвести замеры, избежать проблем гидратообразования на устье скважин и бороться с образованием эмульсий.

Трехфазный сепаратор объемом до 100 м<sup>3</sup> и номинальной производительностью по жидкости до 5000 м<sup>3</sup>/сут предназначен для отделения газа и воды от нефти на установках подготовки нефти. Сепараторы применяются для очистки попутного газа для дегазации непенящихся нефтей, а также для подготовки продукции нефтяных месторождений в установках сбора. НГС используются в составе входных, промежуточных и концевых ступеней в промысловых установках для подготовки нефти и газа

Основное отличие 3-фазного нефтегазосепаратора от двухфазного сепаратора заключается в том, что первый разделяет нефтяную эмульсию на 3 составляющих:

- нефть,
- попутный газ,
- вода.

В нефтегазовых сепараторах протекают процессы дегазации непенистой нефти и очистки попутного газа, применяемые в установках сбора и подготовки продукции нефтяных месторождений для эксплуатации в макроклиматических районах П5 и П4 по ГОСТ 16350 в условиях умеренного и умеренно холодного климата по ГОСТ 15150.

Модуль закачки нефти и буферная нефтяная емкость позволяют хранить и отгружать добытую нефть для дальнейшей транспортировки на пункты переработки.

Модуль фильтрации воды предназначен для очистки и подготовки воды для нагнетательных скважин системы поддержки пластового давления.

Предложенная схема обвязки кустов во время пробной и опытно-промышленной эксплуатации Юрубчено-Тохомского месторождения с помощью блочно-модульных добычных комплексов позволит:

- начать освоение, испытание скважин без ожидания строительства запланированной инфраструктуры;
- начать полноценную добычу и отгружать нефть конечным потребителям с только что пробуренных кустов скважин;
- начать полноценные гидродинамические исследования скважин.

### **3.3 Использование забойных манометров для проведения гидродинамических исследований**

Глубинные приборы (манометры, термометры), применяемые в процессе ГДИС по способу получения измерительной информации, бывают автономные и дистанционные.

Автономные приборы позволяют получить результаты измерений или регистрации параметра (давления, температуры и др.) только после подъема их из скважины.

Дистанционные приборы передают показания на поверхность земли от датчика на забое по бронированному электрическому кабелю, соединяющему дистанционный глубинный прибор с вторичным прибором на поверхности. В этом их преимущество, так как возможны контроль и наблюдение за процессом исследования скважины и оперативного вмешательства в необходимых случаях.

Для пробной эксплуатации предлагается оснастить добывающие скважины забойными манометрами (дистанционные приборы), которые позволяют производить запись давления в режиме реального времени и передавать данные в офис или цех недропользователя для проведения ГДИС.

На Рисунке 3.4 представлена схема крепления забойного датчика давления с наружной стороны НКТ в мандрели. С поверхностью манометр соединен с помощью бронированного электрического кабеля. Мандрель и датчик расположенный в ней изображены на рисунке 3.4.

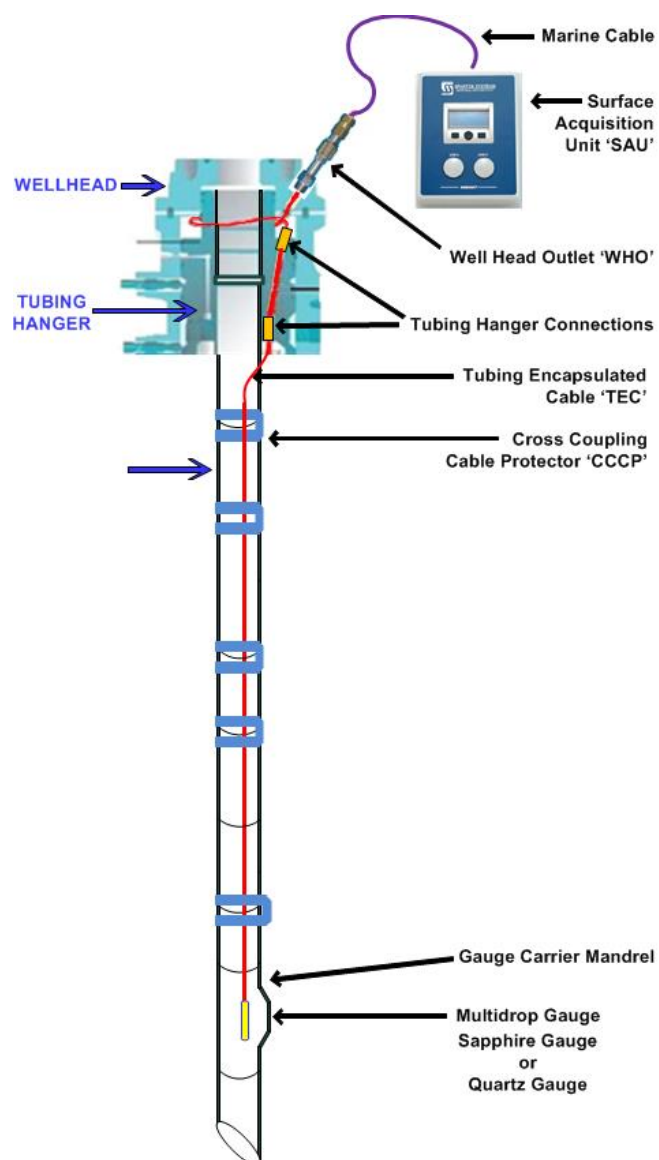


Рисунок 3.4 - Схема крепления забойного датчика давления с наружной стороны НКТ в мандрели



Рисунок 3.5 - Забойный датчик давления и температуры закрепленные в мандрели

К числу важнейших метрологических характеристик глубинных манометров, которые учитываются при выборе соответствующего прибора, относятся следующие.

1. Точность – способность корректно измерять давление, (оценивается отношением суммарной погрешности измерений к истинному значению измеряемой величины).
2. Разрешающая способность характеризует способность прибора реагировать на изменение давления, способность и возможность измерения прибором небольших приращений давления.
3. Диапазон измеряемых давлений определяется верхним и нижним пределами измерений. Рабочий диапазон манометра определяется условиями, при которых могут устойчиво и надёжно работать преобразователь давления, источник

энергии и записывающий механизм. Манометры проектируются для работы в определенном диапазоне давлений и температур. Результатом выхода из этого диапазона может быть некорректно замеренные данные, или выход из строя прибора. В этом случае нет никакой гарантии, что данные находятся в пределах заявленной производителем точности и разрешающей способности.

4. Дрейф нуля – изменения в показаниях манометра, не связанные с действительным изменением давления.

5. Время стабилизации – время, необходимое для определения нового значения измеряемого параметра после его ступенчатого изменения; определяет способность датчика отслеживать быстрые изменения давления со временем. В зависимости от типа датчика и величины изменения замеряемого параметра это время может варьироваться от нескольких секунд до нескольких часов.

6. Частота замеров данных.

7. Долговечность. Необходимо учитывать ожидаемые условия на забое скважины при выборе датчика. Различные типы датчиков имеют различный ресурс прочности.

Электрические манометры состоят из батарейного элемента питания, преобразователя давления, электрической цепи, передающей сигнал с преобразователя к элементу цифровой памяти. Действие приборов этой группы основано на прямом или косвенном преобразовании давления в электрический параметр, функционально связанный с давлением [14].

Чувствительным элементом электрических манометров могут быть следующие типы преобразователей давления.

1. Тензометрические – с тензорезисторами, показания которых изменяются под влиянием деформаций при изменении давления.

2. Пьезокварцевые – пьезокварцевая пластина, частота колебаний изменяется в зависимости от давления.

Использование в пробной эксплуатации забойных манометров позволит решить следующие задачи:

- определение продуктивности скважины;

- определение первоначального пластового давления, проницаемости;
- оценка области дренирования и границ пласта;

Для оценки продуктивности скважины используют метод установившихся отборов (индикаторная кривая). Скважина запускается в работу с постоянным дебитом при различных депрессиях. Работа скважины на каждой депрессии продолжается до тех пор, пока не будет достигнут установившийся режим работы скважины (дебит, забойное давление). При этом постоянно фиксируются забойные параметры (давление и температура) и устьевые (давление, температура, дебиты скважинной продукции). Депрессия контролируется диаметром штуцера: 2-3-4...20 мм и т.д. (если скважина эксплуатируется при помощи ЭЦН, то частотой работы насоса): чем меньше диаметр штуцера (частота), тем меньше депрессия [10].

В блочно-модульной системе сбора происходит сепарирование и замеры дебитов по фазам. В сепараторе происходит разделение скважиной продукции на газ и жидкость. Разделение жидкости на нефть и воду происходит в мерной ёмкости. По движению уровня нефти и воды в обратной ёмкости с течением времени определяется дебит скважины (замеры раз в 1 ч, 2 ч, 4 ч... 24 ч) (рисунок 3.6). Для определения дебита газа используется, как правило, диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ). Все параметры фиксируются в журнале испытаний, показания манометров сохраняются в виде массивов данных.

В результате исследования получаем набор дебитов скважинной продукции в зависимости от забойного давления (дебита) (рисунок 3.7). Данная индикаторная диаграмма позволяет получить значение продуктивности скважины.

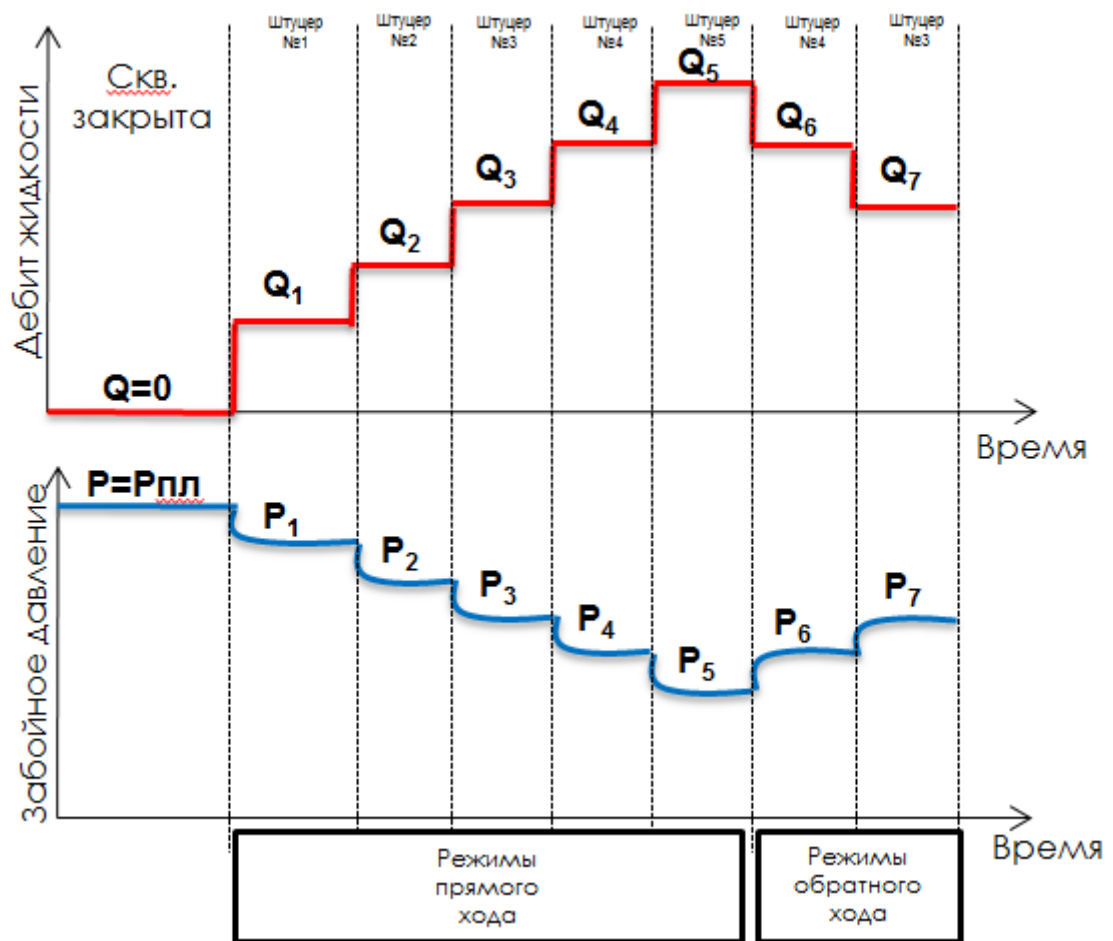


Рисунок 3.6 - Метод установившихся отборов

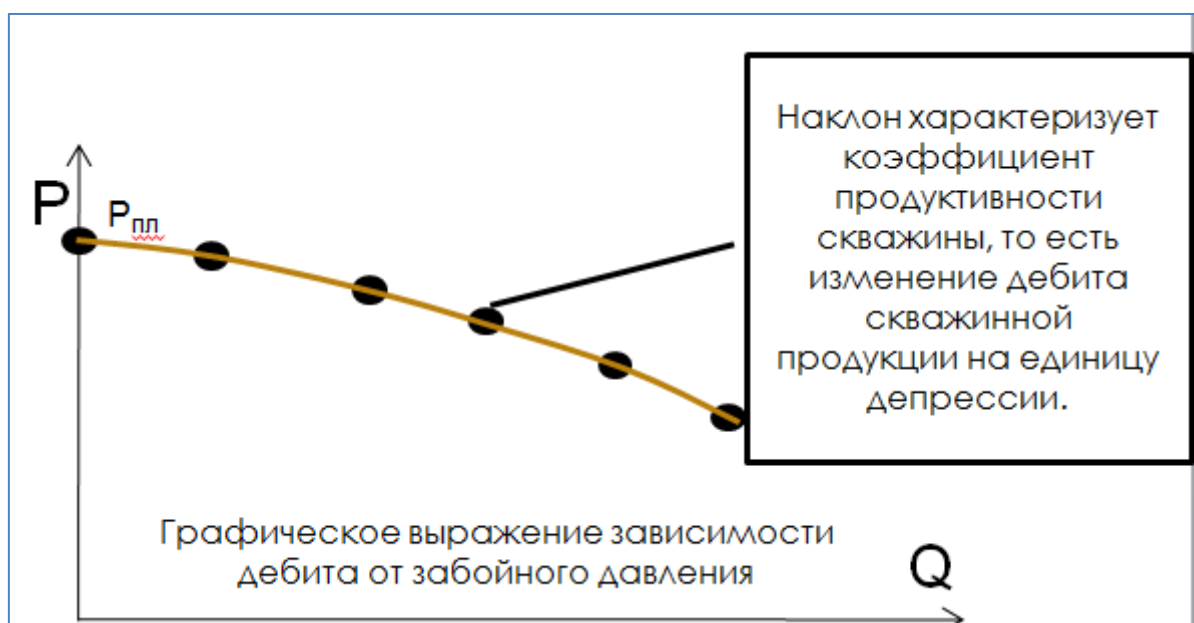


Рисунок 3.7 - Индикаторная диаграмма



Для оценки пластового давления и проницаемости пласта, а также наличия ухудшения проницаемости в призабойной зоне можно воспользоваться исследованиями на неустановившихся режимах фильтрации.

Например во время остановки скважины в летний период (из за невозможности вывоза продукции по зимнику) целесообразно проводить исследования методом КВД (кривая восстановления давления) [11].

Скважина работает с постоянным дебитом для создания воронки депрессии, после чего скважина останавливается на восстановление забойного давления. Забойное давление постоянно фиксируется глубинным манометром.

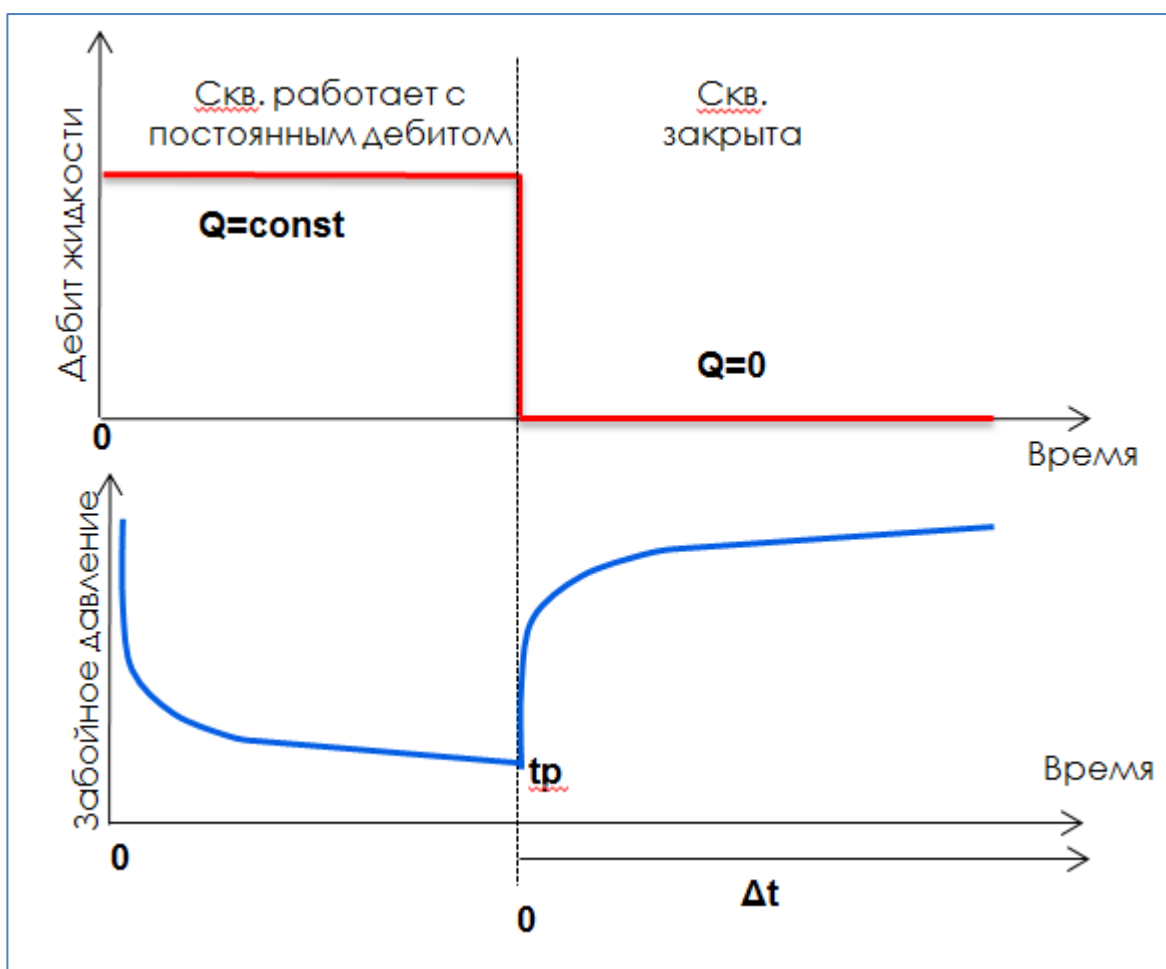


Рисунок 3.8 - Кривая восстановления давления

Также данный метод можно с помощью специального математического аппарата использовать для оценки области дренирования и границ пласта (рисунок 3.9).

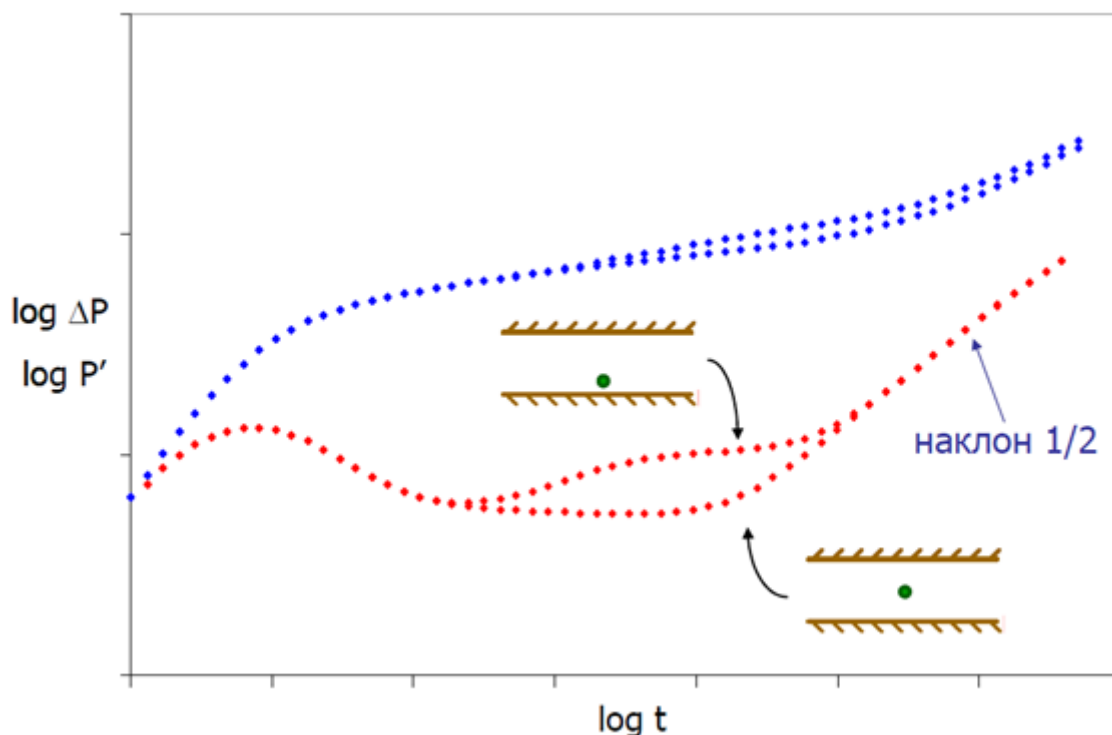


Рисунок 3.9 - Определение границ пласта с помощью ГДИС.

### 3.4 Оценка эксплуатационных рисков с помощью оптоволоконных систем измерения температуры

При добыче парафинистых нефтей серьезной проблемой, вызывающей осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), формирование которых приводит к снижению производительности системы и эффективности работы насосных установок.

Как известно, борьба с АСПО в процессах добычи нефти ведется по двум направлениям: профилактика (или предотвращение) отложений; удаление уже сформировавшихся отложений. Выбор оптимальных способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и эффективность различных методов зависит от многих факторов, в частности, от способа добычи нефти, термобарического режима течения, состава и свойств добываемой продукции.

К таким же эксплуатационным рискам следует отнести гидратообразование в НКТ.

Таким образом подобные эксплуатационные риски следует определять и локализовывать на этапе пробной эксплуатации для планирования оборудования и методов борьбы с гидратами и АСПО на будущих добывающих скважинах.

Данную задачу можно решать с помощью распределенных систем измерения температуры.

В настоящее время все более распространенными становятся оптоволоконные распределенные системы измерения температуры (distributed temperature sensing – DTS). Данная система устанавливается как в нагнетательные, так и в добывающие скважины.

Стандартный метод термометрии имеет ряд недостатков: точечные замеры с периодичностью, необходимость остановки скважины, ограничение технологических режимов эксплуатации скважин, а также неточность измерений в процессе движения прибора по стволу. Помимо этого вмешательство в работу скважины может привести к возможному изменению продуктивности, потере добычи, перераспределению притока флюида из пласта. Зачастую контроль с помощью ГИС не позволяет выявить начало таких процессов как прорывы воды или газа в скважину. Система DTS лишена этих недостатков.

Система распределенного измерения состоит из самого оптоволоконного кабеля, лазера, и анализатора (рисунок 3.10).

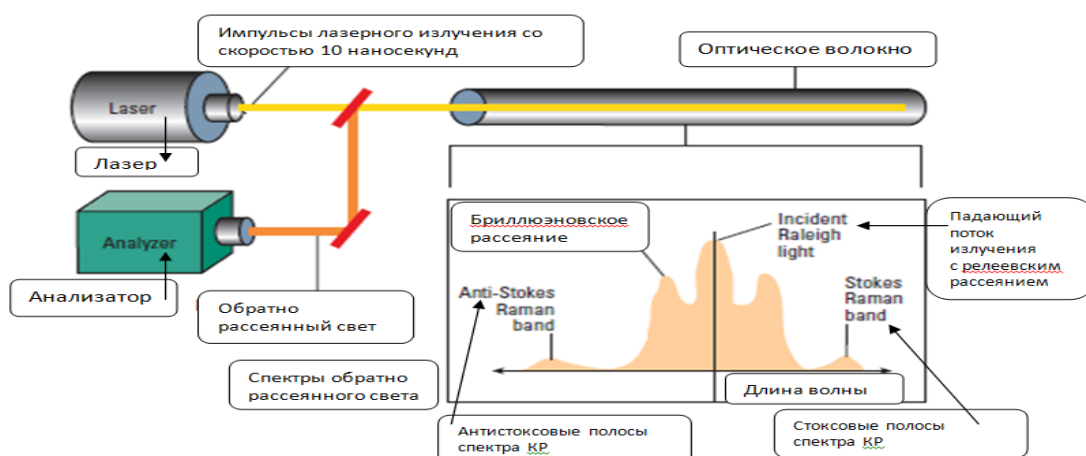


Рисунок. 3.10 - Система оптоволоконного распределенного измерения температуры

Принцип работы данных систем основан на измерении и последующем анализе спектра обратного рассеивания светового импульса. Импульс света, излучаемый лазером, проходит по всей длине оптического кабеля, рассеиваясь и отражаясь. При рассеянии света на молекулярных колебаниях в волокне (оптических фононах) происходит смещение в область более длинных волн – так называемое “рамановское” рассеяние. Анализ стоксовой и антистоксовой частей рамановского рассеяния в оптическом детекторе позволяет с высокой точностью определять температуру в любой точке оптического волокна.

Преимущества использования волоконно-оптического кабеля в качестве распределенного датчика температуры - несомненны. Они позволяют получать информацию о распределении температуры по всей длине кабеля с интервалом 1 метр в режиме реального времени и, при этом, не требуют точного позиционирования по глубине скважин. Исключается необходимость использования электронных приборов в скважинах, что значительно повышает безопасность и точность измерения. Оптоволоконные системы способны работать в более широком диапазоне температур и давлений, чем точечные датчики. Размеры оптоволоконного кабеля намного меньше, чем размеры обычных систем измерения температуры, что позволяет устанавливать их в зазоре между обсадной колонной и насосно-компрессорными трубами. Кроме того, они могут устанавливаться, как в еще строящиеся скважины, так и в уже действующие добывающие или нагнетательные скважины, не нарушая их работу.

В России услуги по установке системы DTS предоставляют несколько компаний, среди них Sensa Schlumberger, Halliburton, Weatherford, ООО “Лазер Солюшнс” и другие.

С помощью постоянного мониторинга распределения температуры вдоль ствола скважины возможно определить место и время начало отложения АСПО, для того чтобы начать процесс борьбы с данной проблемой. По температуре это можно определить из-за локального изменения поведения

температуры в месте начала выпадения АСПО. При осаждении АСПО на стенках НКТ происходит уменьшение коэффициента теплообмена от ствола скважины в породе и это можно отследить по температуре (рисунок 3.11).

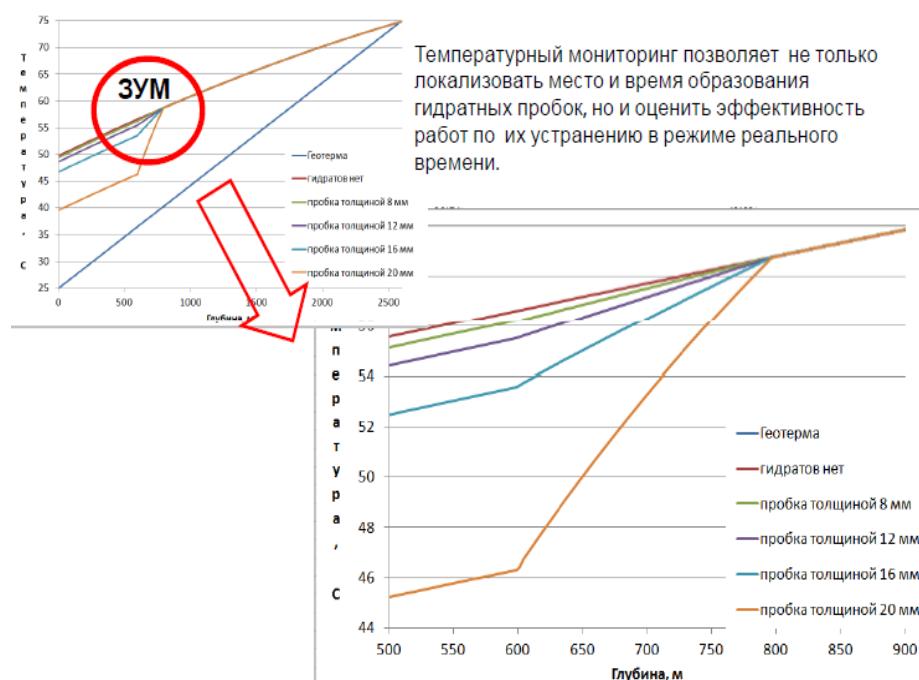


Рисунок. 3.11 – Мониторинг образования пробки (АСПО/гидраты) в НКТ

Данная технология позволит не только отследить время и место образования АСПО/ гидратов, но также позволит локализовать место.

Внедрение распределенных систем измерения температуры на добывающих скважинах при пробной эксплуатации позволит определить наличие возможных эксплуатационных проблем и запланировать их решение на последующих добывающих скважинах.

#### 4 Безопасность и экологичность

Освоение, эксплуатация и ремонты нефтяных скважин на месторождениях могут сопровождаться различными авариями, которые негативно воздействуют на окружающую среду и здоровье людей.

Объекты нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий относятся к объектам повышенной опасности и требуют постоянного надзора.

Компаниям, занимающимся разработкой нефтяных и газовых месторождений необходимо уделять особое внимание безопасности

производства и защите окружающей среды, так как безответственное отношение к своим обязанностям может привести к серьёзным и порой необратимым последствиям, гибели людей, нарушению устойчивых экосистем.

Целью данного раздела является разработка комплекса мероприятий технического и организационного характера, направленных на создание безопасных условий труда, предотвращение несчастных случаев на производстве и защиты окружающей среды. [1]

#### **4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Обустройство месторождения связано со строительством промышленных и транспортных сооружений, строительством дорог, ЛЭП, поселков, что влечет за собой в целом площадной характер нарушения растительного и почвенного покрова, срезки микрорельефа, нарушения поверхностного стока.

Особенно резкое изменение состояния окружающей среды происходит в районах развития многолетней мерзлоты, поскольку в этих районах природное физико-химическое и термодинамическое равновесие весьма неустойчиво. Восстановление идет в районе медленно и далеко не всегда в желаемом направлении.

Деятельность оператора связана с обслуживанием оборудования, коммуникаций, сосудов, работающих под давлением, а также с применением вредных и опасных веществ, пара и горячей воды, воздействием электрического тока.

К вредным факторам при выполнении работ относятся: пониженная температура воздуха; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны при проведении газоопасных работ; повышенный уровень шума; физические и нервно-психические перегрузки (напряженность труда).

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на Юрубчено-Тохомском месторождении, представлены в таблице 4.1. [20]

Таблица 4.1 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Работы в охранных зонах промысловых и технологических трубопроводов (использование тяжелой строительной техники)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП.
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки; возгорание углеводородов.
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума превышающий ПДК; вибрация.	Обрушение стенок откосов; потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли; опасный уровень напряжения в электрической цепи.	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; потеря остойчивости металлоконструкций; падение предметов с высоты.
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, ГЗП; опрокидывание ГПМ; разрушение металлоконструкций крана.
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радиационное излучение	Расположение рабочего места на расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более (падение, обрушение стенки траншеи)

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда. [9]

## **4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Эвенкийского муниципального района (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию. Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и холодная. Преобладающая температура воздуха в декабре, январе  $-28^{\circ}\text{C}$  до  $-35^{\circ}\text{C}$ , самая низкая температура достигает  $-60^{\circ}\text{C}$ . Высота снежного покрова достигает 0,4-0,9 м. Лето умеренно теплое.

Преобладающая температура воздуха в июле  $+19^{\circ}\text{C}$ . Реки Подкаменная Тунгуска, Тохомо, Камо, Юрубчен (глубиной 0,7-2,8 м) замерзают в конце октября. Толщина льда к концу зимы достигает 0,6-1,5 м. Вскрываются реки в мае, в период интенсивного таяния снега. Зима начинается в середине октября установлением снежного покрова и характеризуется господством Сибирского антициклона с преобладанием ясной безветренной сухой погоды. Это приводит к сильному радиационному выхолаживанию приземного слоя.

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Юрубчено-Тохомского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib. [9]

Одна из главных особенностей условий труда персонала – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте.

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Отопительные



приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С. [4]

#### **4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования**

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м<sup>2</sup>. Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда. [18]

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м<sup>2</sup> на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м<sup>2</sup>.

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м<sup>2</sup> на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м<sup>2</sup>. [23]

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ.

Санитарно-гигиенические условия труда представлены в таблице 4.2. [5]

Таблица 4.2 – Санитарно-гигиенические условия труда

Характеристики	Производственные помещения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогАЗОЗАЩИТНОЕ
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении. [8]

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. [17]

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками.

#### 4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 4.3. [6]

Таблица 4.3 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м3
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О2	4
Сероводород в смеси с углеводородами С1—С5	3

Продолжение таблицы 4.3

Вещество	Объем, мг/м <sup>3</sup>
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды C1—C10	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

В Таблице 4.4 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ.

Таблица 4.4 - Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °C	450	270-320
Температура вспышки, °C	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup> в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. [21]

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением

не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений. [22]

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов. [16]

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

#### **4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

На проектируемом объекте основными взрыво- и пожароопасными объектами, используемыми в технологическом процессе, являются дренажные емкости и трубопроводы.

Электрооборудование кустовой площадки, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В–I, В–Iа, В–Iг, используются во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и категории взрывоопасной смеси.

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается.

Автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) оборудуются вентиляционными системами. Запрещается использование открытого огня во всех взрывоопасных зонах. Отогрев оборудования в зимнее время проводят при помощи пара. Ремонтные и аварийные работы во взрывоопасных зонах проводятся с использованием омедненного инструмента.

Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности приведена в таблице 4.5[18].

Таблица 4.5 – Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности

Наименование сооружений и установок	Класс взрыво- и пожароопасности по ПУЭ-85	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 12.1.011-78	Категория молниезащиты по РД 08-200-98
Устье скважины	В-Іг	ПА-ТЗ	2
Емкости для нефти	В-Іг	ПА-ТЗ	2
Горизонтальная факельная установка (ГФУ)	В-Іг	ПА-ТЗ	2
В-Іг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ; П-ІІІ – наружные установки, в которых содержатся ГЖ (с температурой вспышки выше 45 °С) или твердые горючие вещества. ПА-ТЗ – промышленные газы и пара с температурой самовоспламенения 200 – 300 °С.			

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, V = 0,5 м<sup>3</sup> – 4 шт.;
- ящик с песком, V = 1 м<sup>3</sup> – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [7].

#### **4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	<ul style="list-style-type: none"> <li>- розлив химреагента в помещении УДХ</li> <li>- загазованность помещения</li> <li>- отравление парами химреагента, облив химреагентом</li> </ul>
Пожар в производственном помещении	<ul style="list-style-type: none"> <li>- выброс газа и разлив нефти в помещении</li> <li>- поражение людей продуктами сгорания</li> <li>- загазованность территории и помещения</li> <li>- розлив химреагента</li> </ul>
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	<ul style="list-style-type: none"> <li>- выброс газа и розлив нефти в окружающую среду</li> <li>- загазованность территории</li> <li>- отравление газом, облив нефтью</li> </ul>

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Безопасность в аварийных и чрезвычайных ситуациях обеспечивается Планом ликвидации аварий, утвержденным в компании ПАО «Востсибнефтегаз». Для максимально возможного уменьшения риска возникновения чрезвычайных ситуаций разрабатывается комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно.

#### **4.7 Экологичность проекта**

В объемы водоохранных мероприятий включаются следующие виды работ: проведение своевременного ремонта нефтедобывающего оборудования и нефтепроводов, рекультивация амбаров, своевременная ликвидация аварийных разливов, устранение замазученности, обследование подводных переходов, установка боновых заграждений, зачистка русел рек от завалов, контроль за своевременной откачкой и вывоз сточных вод, организация наблюдений за качеством водных ресурсов.

Экологическая защита гидрологической системы территории включает жесткие условия размещения площадных объектов среди затопляемых территорий, полное исключение технологических сливов воды, газоконденсата и нефтепродуктов в водоемы, реки и грунтовые воды, обеспечение условий прокладки трубопроводов на участках рек или водоемов не менее 1м ниже максимальной глубины водоема или русла.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления относятся: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов бурения; строительство дренажных емкостей для сбора отходов; сбор и утилизация промышленных отходов.

Выбор методов сбора отходов бурения осуществляется на основе результатов инженерно-геологических изысканий, прогнозируемого класса опасности отходов, условий предоставления во временное краткосрочное пользование земельного отвода, его категории и размеров.

Складирование отходов строительства и обустройства скважины следует осуществлять на площадках и в накопителях, исключающих загрязнение окружающей среды.



## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Дипломная работа посвящена модернизации технологии проведения пробной и/или опытно-промышленной эксплуатации в условиях удаленных месторождений Восточной Сибири для получения дополнительной информации и планирования дальнейшего проекта разработки на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения (Красноярский край)

Предложенная схема обвязки кустов во время опытно-промышленной эксплуатации Юрубчено-Тохомского месторождения с помощью блочно-модульных добычных комплексов позволит:

- начать освоение, испытание скважин без ожидания строительства запланированной инфраструктуры;
- начать полноценную добычу и отгружать нефть конечным потребителям с только что пробуренных кустов скважин.

Предложенная система постоянного мониторинга (которая включает в себя дистанционный забойный манометр и распределенную систему измерения температуры на базе оптоволокна) позволит решить следующий круг задач:

- оценка продуктивности добывающих скважин;
- оценка фильтрационных свойств горных пород;
- уточнение пластового давления и границ пласта;
- оценка эксплуатационных рисков.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

**ГКЗ** - Государственная комиссия по запасам  
**НГР** - нефтегазоносный район  
**НГКМ** - нефтегазоконденсатное месторождение  
**НИЗ** - начальные извлекаемые запасы  
**НГЗ** - начальные геологические запасы  
**ФЕС** - фильтрационно-емкостные свойства  
**ГШ** – газовая шапка  
**ППД** – поддержание пластового давления  
**ГНК** – газо-нефтяной контакт  
**СК** – суперколлектор  
**МУН** – методы увеличения нефтеотдачи  
**КИН** – коэффициент извлечения нефти  
**ТГВ** – термогазовый метод  
**ШФЛУ** - широкая фракция лёгких углеводородов  
**ПАВ** - поверхностно-активные вещества  
**ПДС** - полимерно-дисперсная система  
**ВУС** - воздействие вязкоупругими составами  
**ПНДС** - полимерно-наполненная дисперсная система  
**ПЗС** - призабойная зона скважины  
**ГРП** – гидроразрыв пласта  
**ГНКТ** - гибкие насосно-компрессорные трубы  
**ПАА** - полиакриламид  
**ВГВ** – водогазовый метод  
**ПНВРА** - пенообразующие нефтеводорастворимые агенты  
**ОБП** – опорная база промысла  
**ЦПС** – центральный пункт сбора  
**ОБУВ** - ориентировочный безопасный уровень воздействия вещества  
**СЗЗ** – санитарно-защитная зона  
**ГСМ** – горюче-смазочные материалы  
**ПДВ** - предельно допустимый выброс  
**ПДК** - предельно допустимая концентрация  
**МЗС** – много-забойная скважина  
**ГС** – горизонтальная скважина  
**ГРР** – геолого-разведочные работы  
**ОПЭ** – опытно-промышленная эксплуатация  
**КВД** – кривая восстановления давления  
**КПД** - кривая падения давления

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
2. Вольпин С.Г. «Определение степени интерференции скважин и участия матрицы в процессах фильтрации по данным гидродинамических исследований скважин Юрубчено-Тохомского месторождения» (отчет по договору № ВС-81-03). Москва, 2003г.
3. Вольпин С.Г. “Обработка результатов гидродинамических исследований скважин Юрубчено-Тохомского месторождения и составление программы ГДИ на 2003 год” (отчёт по договору № 24-02/с). Москва, 2002г.
4. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности.
5. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
6. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
7. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
8. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
9. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
10. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под. ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1980.
11. Исследование скважин по КВД / Шагиев Р.Г. – М: Наука, 1998.ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

12. Кисловец Р. М., Митрофанов В. П., Тереньтьев В.В. и др. Изучение рифейских отложений Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения / Пермь: ПермНИПИнефть – 1996 г.
13. Конторович А.А. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского лицензионного участка). ОАО «Востсибнефтегаз» ЗАО «Красноярскгеофизика», г. Красноярск, 2003 г.
14. Освоение скважин: Справочное пособие / Под ред. Р.С. Яремийчука. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – «Комплексное обустройство первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения с внешним транспортом нефти», ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2008 г.;
15. Отчет “Уточненный проект пробной эксплуатации опытного участка Юрубченского месторождения” Договор 9043 Этап 1 Том1 Самара – 1995.
16. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
17. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013
18. Руководство 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.).
19. «Сбор нефти и газа с первоочередных разведочных скважин Юрубченского месторождения с целью изучения горно-геологических условий разработки». Рабочий проект, Институт «Гипровостокнефть», г.Самара, 1996-2001гг.
20. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
21. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».
22. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».

23. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
24. «ТЭО разработки на условиях соглашения о разделе продукции Юрубченского блока ЮТНГКМ». Отчет ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ» Том 2, Самара, 2001г.
25. «Уточненный проект эксплуатации опытного участка Юрубченского месторождения». Отчет ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ» по договору 9043. г. Самара, 1995г.